



TESIS - TE142599

MULTI-OBJECTIVE UNIT COMMITMENT DENGAN INTEGRASI ENERGI TERBARUKAN MENGUNAKAN ALGORITMA CUCKOO SEARCH

MUHAMMAD KHALIL
07111550010208

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.

PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN TEKNIK SISTEM TENAGA
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2018



TESIS - TE142599

**MULTI-OBJECTIVE UNIT COMMITMENT DENGAN
INTEGRASI ENERGI TERBARUKAN
MENGUNAKAN ALGORITMA CUCKOO SEARCH**

MUHAMMAD KHALIL
07111550010208

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.

PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN TEKNIK SISTEM TENAGA
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2018

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknik (M.T)

di

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

oleh:

Muhammad Khalil
NRP. 07111550010208

Tanggal Ujian : 19 Desember 2017
Periode Wisuda : Maret 2018

Disetujui oleh:

1. Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP: 197411292000121001

(Pembimbing I)

2. Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
NIP: 194907151974121001

(Pembimbing II)

3. Dr. Ir. Soedibyo, M.MT.
NIP: 195512071980031004

(Penguji)

4. Dedet Candra Riawan, ST., M.Eng., Ph.D.
NIP: 197311192000031001

(Penguji)

5. Heri Suryoatmojo, ST., MT., Ph.D.
NIP: 198006032006041003

(Penguji)

6. Dimas Anton Asfani, ST., MT., Ph.D.
NIP: 198109052005011002

(Penguji)

Dekan Fakultas Teknologi Elektro

Dr. Tri Arief Sardjono, S.T., M.T.
NIP. 197002121995121001

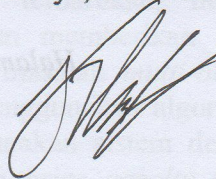
Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tesis saya dengan judul **"MULTI-OBJEKTIF UNIT COMMITMENT DENGAN INTEGRASI ENERGI TERBARUKAN MENGGUNAKAN ALGORITMA CUCKOO SEARCH"** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Desember 2018



Muhammad Khalil

NRP. 07111550010208

Halaman ini sengaja dikosongkan

MULTI-OBJECTIVE UNIT COMMITMENT DENGAN INTEGRASI ENERGI TERBARUKAN MENGGUNAKAN ALGORITMA CUCKOO SEARCH

Nama mahasiswa : Muhammad Khalil
NRP : 07111550010208
Pembimbing : 1. Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
2. Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

Memilih unit pembangkit yang harus beroperasi selama interval waktu tertentu dikenal sebagai *unit commitment*. Awalnya metode *unit commitment* digunakan untuk mendapatkan biaya operasi minimum. Pada perkembangannya *unit commitment* juga mempertimbangkan dampak lingkungan. Setiap pembangkit termal memiliki karakteristik emisi karbon yang berbeda. Dengan mempertimbangkan emisi, penjadwalan pembangkitan akan menjadi masalah *multi-objective*. Dengan berkembangnya energi terbarukan, integrasi dari pembangkit dengan sumber terbarukan juga akan memberikan penjadwalan berbeda. Penelitian ini mengajukan penyelesaian masalah *multi-objective unit commitment* dengan integrasi energi terbarukan menggunakan algoritma *cuckoo search*. Masalah pada penelitian ini diuji menggunakan sistem dengan 6 unit pembangkit termal. Pada penelitian ini digunakan *price penalty factor* untuk menyederhanakan masalah *multi-objective* menjadi masalah dengan fungsi objektif tunggal. Teknik penyelesaian yang diajukan pada penelitian ini memberikan solusi yang lebih baik daripada penelitian lain yang sebelumnya telah dilakukan. Max-Max price penalty factor memberikan hasil dengan penurunan emisi terbaik hingga 10.93%. Integrasi *wind farm* menurunkan biaya pembangkitan dan emisi.

Kata kunci: cuckoo search, energi terbarukan, multi-objective, price penalty factor, unit commitment.

Halaman ini sengaja dikosongkan

MULTI-OBJECTIVE UNIT COMMITMENT WITH RENEWABLE ENERGY INTEGRATION USING CUCKOO SEARCH ALGORITHM

By : Muhammad Khalil
Student Identity Number : 07111550010208
Supervisor(s) : 1. Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
2. Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

Select generating unit to be operate during certain interval period is known as unit commitment. At the first, unit commitment method is utilized to obtain minimum operating cost. On its development, power plant scheduling problem is also considering environment issues. Each thermal generating unit has different carbon emission characteristic. By considering emission output, scheduling problem will become multi-objective problem. Renewable energy integration will resulting different thermal unit schedule. This research is propose to solve multi-objective unit commitment problem with renewable energy integration using cuckoo search algorithm. The problem in this research is tested in 6 thermal unit system. Price penalty factor is used to simplify multi-objective problem into single objective problem. This proposed method resulting better solution than other method. Max-Max price penalty factor give best solution with 10.93% emission reduction. Wind farm integration reduction both of operating cost and emission.

Key words: cuckoo search, energi terbarukan, multi-objective, price penalty factor, unit commitment.

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah S.W.T. yang telah memberikan taufiq dan hidayat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian serta menuliskan kegiatan dan proses yang dilakukan dalam bentuk buku tesis ini.

Tujuan penyusunan tesis ini guna memenuhi syarat untuk mendapatkan gelar magister teknik pada Program Magister Bidang Keahlian Teknik Sistem Tenaga Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknologi Elektro di Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Dalam penyusunan dan penulisan tesis ini tidak lepas dari bantuan, bimbingan serta dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu pada kesempatan ini penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada.

1. Ibu dan Ayah yang telah membesarkan, mendidik dan mendukung setiap langkah hidup yang penulis jalani dengan penuh kasih sayang.
2. Triyana Noormanita dan Muhammad Alif Ibrahim, istri dan anak pertama penulis yang selalu memberikan semangat dan kebahagiaan dalam menjalani masa-masa kuliah program magister.
3. Ahmad Ziyad, adik kandung yang juga ikut menuntut ilmu di Kota Surabaya.
4. Bapak Dr. Rony Seto Wibowo, ST.,MT. selaku pembimbing pertama yang selalu memberikan arahan dan bimbingan dalam semua proses penyelesaian tesis ini.
5. Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D selaku pembimbing kedua yang memberikan bimbingan dan nasihat dalam penyelesaian tesis ini.
6. Dosen-dosen magister yang tidak hanya memberikan ilmu pengetahuan tetapi juga nilai-nilai penting dalam kehidupan bermasyarakat.
7. Teman-teman mahasiswa magister 2015 genap yang banyak memberikan keceriaan selama kuliah magister.

8. Teman-teman mahasiswa laboratorium PSSSL yang membantu memberikan referensi, diskusi dan masukan pada penelitian yang dilakukan.
9. Teman-teman Asrama Mahasiswa Kalimantan Selatan yang selalu berbagi dalam menjalani pendidikan di Kota Surabaya.

Penulis menyadari bahwa seberapa besar pun usaha dalam menyelesaikannya, tesis ini masih banyak kekurangan dan kesalahan. Baik dari aspek kualitas maupun materi penelitian yang disajikan. Oleh karena itu penulis menerima kritik dan saran yang membangun dari semua pihak. Penulis juga berharap tesis ini bias memberi manfaat untuk kemajuan pendidikan khususnya dibidang sistem tenaga teknik elektro.

Surabaya, 5 Desember 2017

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TESIS	v
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	ix
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Kontribusi	3
1.6 Metodologi Penelitian	3
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA	5
2.1 Perkembangan Unit Commitment	5
2.2 Unit Commitment dan Economic Dispatch	6
2.3 Formulasi Masalah	9
2.3.1 Price Penalty Factor	10
2.3.2 Batasan Kesetimbangan Daya	11
2.3.3 Spining Reserve	11
2.3.4 Waktu Minimum Menyala dan Padam	12
2.3.5 Biaya dan Waktu Penyalaan	12
2.4 Integrasi Energi Terbarukan	12
2.5 Algoritma Cuckoo Search	14
2.6 Quadratic Programming	16
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN	19

3.1	Penyelesaian Masalah Unit Commitment	19
3.1.1	Inisiasi.....	20
3.1.2	Evaluasi Biaya Pembangkitan	22
3.1.3	Global Random Walk	24
3.1.4	Local Random Walk.....	25
3.1.5	Hasil Optimisasi	25
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN		27
4.1	Sistem Uji.....	27
4.2	Single-Objective Unit Commitment.....	30
4.3	Multi-Objective Unit Commitment dengan Max-Max Price Penalty Factor.....	34
4.4	Multi-Objective Unit Commitment dengan Price Penalty Factor yang Bervariasi.....	35
4.5	Multi-Objective Unit Commitment dengan Integrasi Energi Terbarukan (<i>Wind Farm</i>)	42
4.6	Emisi pada <i>Wind Farm</i>	55
BAB 5 PENUTUP		59
5.1	Kesimpulan.....	59
5.2	Saran.....	59
DAFTAR PUSTAKA.....		61
LAMPIRAN		63
BIOGRAFI PENULIS.....		89

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Diagram <i>fishbone</i> Pembentukan Masalah Tesis.....	6
Gambar 2.2 Tipikal daya keluaran turbin angin.....	13
Gambar 2.3 Pseudocode algoritma Cuckoo Search	16
Gambar 3.1 Diagram Alir Penyelesaian Penelitian.....	20
Gambar 4.1 Diagram Satu Garis Sistem IEEE 30 Bus	28
Gambar 4.2 Diagram Perbandingan Hasil dengan Faktor Penalti Bervariasi	39
Gambar 4.3 Nilai Biaya Pembangkitan terhadap Emisi.....	40
Gambar 4.4 Karakteristik Emisi Unit 1.....	42
Gambar 4.5 Karakteristik Daya Turbin Angin.....	43
Gambar 4.6 Weibull pdf dengan $c=5.5$ dan $k=1.89$	44
Gambar 4.7 Weibull pdf dengan $k=3$ dan c bervariasi.....	52
Gambar 4.8 <i>Average Annual O&M Cost</i>	53
Gambar 4.9 Karakteristik emisi kebisingan turbin angin.....	55
Gambar 4.9 Perbandingan kebisingan pada beberapa kondisi lain.....	56

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Parameter Algoritma Cuckoo Search.....	19
Tabel 3.2 Data Batas Kapasitas Generator.....	21
Tabel 3.3 Kombinasi Unit dan Urutan State	21
Tabel 3.4 Data Karakteristik Biaya Pembangkitan	22
Tabel 4.1 Karakteristik Biaya dan Emisi Sistem Uji 1	28
Tabel 4.2 Batasan Unit Commitment Sistem Uji 1	28
Tabel 4.3 Data Beban Sistem Uji 1	29
Tabel 4.4 Karakteristik Biaya dan Emisi Sistem Uji 2	29
Tabel 4.5 Batasan Unit Commitment Sistem Uji 2.....	29
Tabel 4.6 Faktor Emisi Karbon (CO ²) Sistem Uji 2	30
Tabel 4.7 Data Beban Sistem Uji 2.....	30
Tabel 4.8 Karakteristik Turbin Angin Sistem Uji 2.....	30
Tabel 4.9 Kecepatan Angin untuk Sistem Uji 2.....	30
Tabel 4.10 Hasil Simulasi 1 (Biaya Minimum)	31
Tabel 4.11 Hasil Pengujian <i>State</i> yang mungkin pada Periode Pertama	32
Tabel 4.12 Perbandingan Hasil Simulasi 1 dengan Metode Lain	34
Tabel 4.13 Hasil Simulasi 2 (Max-Max ppf)	35
Tabel 4.14 Perbandingan Hasil Simulasi 2 dengan Metode Lain	35
Tabel 4.15 Hasil Simulasi 3a (Max-Min ppf)	36
Tabel 4.16 Hasil Simulasi 3b (Min-Max ppf).....	37
Tabel 4.17 Hasil Simulasi 3c (Min-Min ppf).....	38
Tabel 4.18 Hasil Simulasi 3d (Fungsi objektif emisi).....	39
Tabel 4.19 Fungsi Biaya dan Emisi dengan Batas Daya Unit	41
Tabel 4.20 Price penalty factor tiap unit	41
Tabel 4.21 Daya Keluaran <i>Wind Farm</i>	43
Tabel 4.22 <i>Capital Cost</i>	44
Tabel 4.23 Weibull pdf pada tiap kecepatan angin	45

Tabel 4.24	Hasil Simulasi Unit Commitment mempertimbangkan Biaya Minimum dengan Integrasi <i>Wind Farm</i>	47
Tabel 4.25	Biaya Tiap Unit pada Masalah Unit Commitment Mempertimbangkan Biaya Minimum dengan Integrasi <i>Wind Farm</i>	48
Tabel 4.26	Hasil Simulasi Multi-objective Unit Commitment mempertimbangkan Max-Max ppf dengan Integrasi <i>Wind Farm</i>	49
Tabel 4.27	Biaya Tiap Unit pada Masalah Multi-objective Unit Commitment Mempertimbangkan Max-Max ppf dengan Integrasi <i>Wind Farm</i> ...	50
Tabel 4.28	Perbandingan Unit Commitment dengan beberapa Masalah	51
Tabel 4.29	Hasil Perhitungan Biaya Operasi <i>Wind Farm</i> dengan Karakteristik Berbeda.....	53
Tabel 4.30	Perbandingan Masalah Unit Commitment dengan Karakteristik Weibull pdf $k=3$ $c=8$	54
Tabel 4.31	Emisi Kebisingan tiap periode pada tiap turbin angin	56

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dengan adanya isu pemanasan global membuat peningkatan perkembangan dibidang energi terbarukan. Penelitian dalam mengoptimalkan pemanfaatan energi terbarukan telah banyak dilakukan. Seiring berkembangnya energi terbarukan yang terhubung dengan sistem kelistrikan, menimbulkan tantangan baru untuk dapat menjaga sistem agar memiliki kehandalan tinggi dibawah kondisi yang berubah-ubah. Umumnya tujuan utama dari operasi optimal sistem kelistrikan adalah untuk mendapatkan pembangkitan dengan biaya paling minimal dengan kehandalan tinggi. Memilih unit pembangkit yang harus beroperasi selama interval waktu tertentu dikenal sebagai unit commitment. Dengan metode ini dapat ditentukan pembangkit mana saja yang perlu bekerja untuk memenuhi permintaan beban sehingga biaya pembangkitan dapat diminimalkan. Kemudian dilakukan pembagian beban kerja pada unit-unit yang beroperasi untuk mendapatkan biaya pembangkitan termurah yang biasa disebut sebagai economic dispatch.

Setiap pembangkit termal menghasilkan emisi dari sisa hasil pembakaran. Jumlah emisi yang dikeluarkan bergantung pada besar daya yang dibangkitkan oleh tiap unit. Dengan economic dispatch dihasilkan pembagian pembebanan tiap unit yang beroperasi. Kombinasi unit yang berbeda akan menghasilkan emisi yang berbeda. Dengan demikian dapat dicari kombinasi dan daya yang harus dibangkitkan tiap unit yang paling optimal agar emisi yang dikeluarkan lebih rendah sehingga memberikan dampak yang lebih baik terhadap lingkungan. Unit commitment dengan economic dispatch pada umumnya hanya mempertimbangkan biaya pembangkitan. Dengan mempertimbangkan emisi dari tiap pembangkit maka masalah unit commitment menjadi masalah multi-objective.

Pemanfaatan energi terbarukan sangat bergantung dengan kondisi alam. Dengan adanya integrasi energi terbarukan maka akan menambah kerumitan untuk unit commitment. Beberapa energi terbarukan yang paling banyak dimanfaatkan

saat ini yaitu energi angin, energi surya dan energi air. Energi angin merupakan energi terbarukan yang paling banyak berkembang sangat pesat beberapa tahun terakhir. Hal tersebut dikarenakan pemanfaatan energi angin dapat dibangun dengan biaya yang murah dibandingkan dengan energi air yang memerlukan penampungan dan energi surya yang panelnya masih belum terjangkau. Dengan adanya integrasi energi terbarukan maka akan mengurangi biaya pembangkitan serta emisi dari sistem termal yang ada.

Tesis ini menyelesaikan masalah multi-objective unit commitment dengan integrasi energi terbarukan menggunakan algoritma cuckoo search. Tujuannya adalah untuk mendapatkan biaya pembangkitan dan emisi paling minimum. Cuckoo search merupakan salah satu algoritma optimasi yang dikembangkan oleh Xin-She Yang. Economic dispatch dengan mempertimbangkan biaya pembangkitan dan emisi diselesaikan menggunakan quadratic programming.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang diselesaikan pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Penyelesaian masalah multi-objective unit commitment menggunakan algoritma Cuckoo Search.
2. Permasalahan multi-objective dikonversikan menjadi masalah single-objective menggunakan *price penalty factor* yang bervariasi.
3. Permasalahan multi-objective unit commitment ditambahkan dengan adanya integrasi dari *wind farm* pada sistem yang diuji.
4. Permasalahan unit commitment mempertimbangkan biaya penyalan, waktu penyalan, waktu menyala minimum dan waktu menyala maksimum.

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Mengoptimalkan biaya pembangkitan dan emisi pada masalah multi-objective unit commitment menggunakan algoritma Cuckoo Search.
2. Untuk mengetahui pengaruh *price penalty factor* yang bervariasi terhadap solusi biaya pembangkitan dan emisi pada masalah multi-objective unit commitment.

3. Meminimalkan biaya pembangkitan dan emisi dengan mengintegrasikan *wind farm* pada sistem uji.
4. Mendapatkan solusi dari masalah yang memenuhi batasan-batasan yang telah ditentukan.

1.4 Batasan Masalah

Pada penelitian ini terdapat beberapa batasan yang digunakan untuk menyelesaikan masalah multi-objective unit commitment. Adapun batasan-batasan tersebut yaitu penyelesaian masalah unit commitment mempertimbangkan biaya penyalan, waktu penyalan, waktu menyala minimum dan waktu menyala maksimum; sedangkan rugi daya pada saluran tidak dipertimbangkan. Masalah multi-objective unit commitment ini akan diuji pada sistem IEEE 30 bus.

1.5 Kontribusi

Pada penelitian ini menggunakan algoritma cuckoo search yang belum pernah digunakan untuk menyelesaikan masalah multi-objective unit commitment [1-5] [8-11]. Selain itu *price penalty factor* yang bervariasi juga berkontribusi memberikan perbandingan hasil biaya pembangkitan dan emisi yang berbeda. Kemudian sistem juga diuji dengan penambahan energi terbarukan. Dengan adanya tambahan energi terbarukan akan memberikan nilai biaya pembangkitan dan emisi pembangkitan yang lebih minimum.

1.6 Metodologi Penelitian

Untuk dapat mendapatkan solusi dari permasalahan pada penelitian ini maka dilakukan beberapa tahapan penelitian. Adapun tahapan-tahapan adalah sebagai berikut.

1. Studi literatur

Langkah awal untuk dapat mencapai tujuan penelitian ini adalah dengan mengumpulkan materi terkait dan penelitian sebelumnya yang telah dilakukan. Literatur ini mengacu pada buku, publikasi pada konferensi yang berhubungan dengan materi penelitian, dan jurnal.

2. Pengumpulan data

Pada tahapan ini adalah mengumpulkan data-data yang diperlukan. Adapun data yang diperlukan yaitu data limit generator, karakteristik biaya pembangkitan, karakteristik emisi pembangkitan, waktu nyala minimum, waktu nyala maksimum, biaya penyalaan, dan waktu penyalaan unit.

3. Pemodelan matematis sistem dan pengujian

Untuk mendapatkan hasil yang dituju maka perlu dilakukan pemodelan matematis yang sesuai agar metode yang diajukan dapat menyelesaikan masalah. Kemudian dilakukan pengujian apakah metode yang diajukan dapat menyelesaikan masalah dan menghasilkan solusi yang baik.

4. Analisis dan validasi

Analisis hasil pengujian dilakukan untuk mengetahui keberhasilan metode yang digunakan. Validasi dilakukan dengan memeriksa apakah solusi yang didapat melanggar batasan dan dengan membandingkan dengan penelitian sebelumnya.

5. Penulisan hasil penelitian

Tahapan terakhir adalah pembuatan buku yang berisi materi penelitian, proses penyelesaian, dan hasil penelitian.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA

Pada tiap waktu beban kelistrikan berbeda-beda. Tidak semua unit pembangkit dioperasikan. Karena itu diperlukan teknik pengaturan jadwal operasi sistem kelistrikan yang memenuhi batasan-batasan yang ada. Selain melakukan penjadwalan unit yang beroperasi juga dilakukan perhitungan pembagian beban kerja untuk mendapatkan operasi dengan biaya pembangkitan paling minimum.

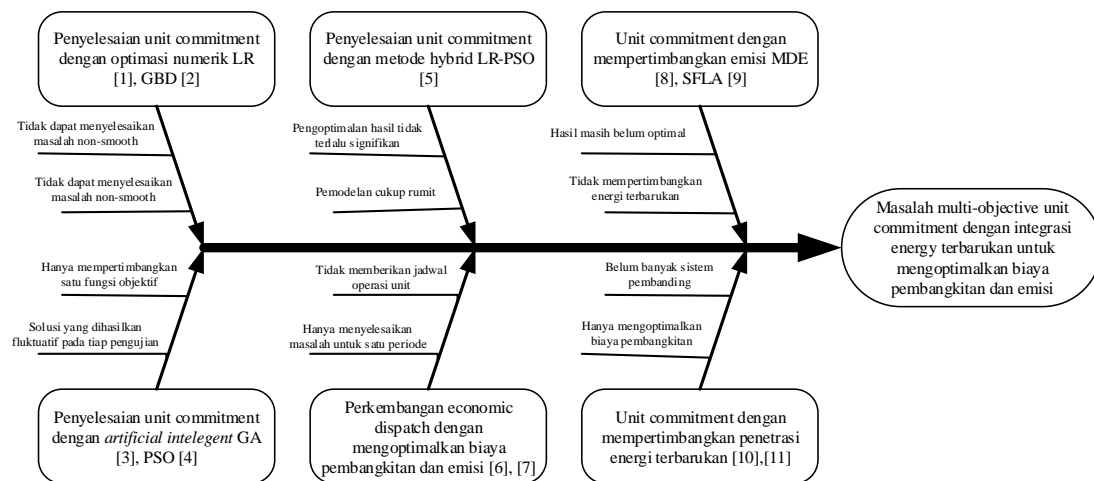
2.1 Perkembangan Unit Commitment

Pada awalnya metode unit commitment digunakan untuk mendapatkan biaya operasi minimum. Berdasarkan teknik yang digunakan dalam penyelesaian masalah unit commitment dapat dikelompokkan menjadi dua kelas berbeda. Penyelesaian pertama yaitu menggunakan pendekatan klasik atau optimasi numeric seperti *Lagrangian relaxation* (LR) [1] dan *generalised benders decomposition* (GBD) [2] yang umumnya mudah dan sederhana. Teknik penyelesaian kedua yaitu melalui pencarian stokastik seperti *genetic algorithm* (GA) [3] dan *particle swarm optimization* (PSO) [4] yang cukup baik dalam menangani fungsi objektif dan *constraint* non-linear tetapi memiliki dimensi dan model yang rumit. Dan pada beberapa penelitian telah dikembangkan metode *hybrid* (campuran) seperti LR dengan PSO (LR-PSO) [5].

Pada perkembangannya unit commitment juga mempertimbangkan dampak lingkungan. Hal tersebut dimulai dari perkembangan multi-objective economic dispatch yang mempertimbangkan emisi. Permasalahan dengan fungsi objektif lebih dari satu pada economic dispatch umumnya diselesaikan menggabungkan dua fungsi objektif menjadi satu fungsi objektif. Terdapat dua metode yang paling banyak digunakan yaitu *weight sum method* [6] dan *price penalty factor* [7]. Dari perkembangan economic dispatch kemudian meningkat pada masalah unit commitment. Penelitian ini fokus pada masalah multi-objective unit commitment dengan penggunaan *price penalty factor*. Penyelesaian terbaru masalah multi-objective unit commitment yang telah dilakukan oleh peneliti lain

antara lain menggunakan *modified differential evolution* [8] dan *shuffled frog leaping algorithm* [9].

Seiring kemajuan teknologi manufaktur, pertumbuhan pembangkit dengan sumber energi terbarukan meningkat. Manusia telah mampu membuat pembangkit sumber energi terbarukan dalam skala besar yang dapat terhubung dan memberikan pengaruh pada sistem kelistrikan yang ada. Pada beberapa daerah dengan potensi energi angin yang cukup besar telah dibangun pembangkit tenaga angin dalam skala besar. Dengan integrasi energi terbarukan akan mengubah penjadwalan operasi pembangkit termal pada sistem yang ada. Beberapa penelitian terkait penjadwalan operasi pembangkit dengan mempertimbangkan penambahan pembangkit dengan sumber energi terbarukan telah dilakukan [10] [11]. Tetapi pada penelitian tersebut hanya mempertimbangkan biaya pembangkitan.



Gambar 2.1 Diagram *fishbone* Pembentukan Masalah Tesis

Gambar 2.1 menunjukkan bagaimana terbentuknya masalah yang diselesaikan pada tesis ini. Kekurangan pada penelitian sebelumnya menjadi acuan untuk diperbaiki pada penelitian ini.

2.2 Unit Commitment dan Economic Dispatch

Aktivitas manusia mempunyai siklus sehingga hampir semua fasilitas pelayanan dalam skala besar mengikuti siklus tersebut. Misalnya seperti sistem transportasi, sistem komunikasi, termasuk sistem kelistrikan. Permintaan beban tiap waktu berbeda karena adanya siklus tersebut, diawal malam beban paling tinggi karena keperluan lampu untuk penerangan secara bersamaan, *air conditioning*,

televisi dan peralatan rumah tangga lainnya yang hanya digunakan pada malam hari karena adanya aktifitas diluar rumah pada siang harinya. Kemudian beban menjadi paling rendah hingga pagi hari pada saat waktu istirahat. Dan pada siang hari kebutuhan energi listrik naik kembali dimana ada beban industri, perkantoran, sekolah dan berbagai fasilitas umum yang menunjang kehidupan manusia. Siklus ini berlangsung setiap hari. Pada hari tertentu siklus memiliki pola beban yang berbeda seperti pada akhir pekan dan hari libur dimana tidak ada aktifitas bekerja. Dari hal tersebut maka diperlukan pengaturan dalam menyalakan (*commit*) unit pembangkit yang memenuhi permintaan beban dan mematikan (*decommit*) unit yang tidak diperlukan untuk meminimalkan biaya pembangkitan. Memilih unit pembangkitan yang harus beroperasi pada interval waktu tertentu dikenal sebagai unit commitment. Periode unit commitment pada suatu sistem umumnya 1 jam selama 1 hari. Periode ini dapat diperpanjang menjadi 168h dalam 1 minggu karena adanya perbedaan siklus aktifitas diakhir pekan [12].

Penyelesaian unit commitment dilakukan melalui beberapa langkah. Suatu sistem kelistrikan memiliki beberapa sumber yang harus dimatikan saat tidak diperlukan dan dinyalakan saat diperlukan. Tiap unit pembangkitan memiliki batas kemampuan yang berbeda-beda yaitu batas maksimum dan minimum daya yang mampu dibangkitkan. Dari batas kemampuan unit tersebut kemudian dicari kombinasi yang dapat memenuhi permintaan beban. Pada satu periode waktu terdapat beberapa kombinasi yang mungkin untuk digunakan. Setiap unit pembangkit mempunyai karakteristik biaya pembangkitan yang berbeda. Untuk mendapatkan biaya paling minimum maka dilakukan pembagian beban kerja berdasarkan kurva karakteristik biaya pembangkitan masing-masing unit. Teknik ini dikenal sebagai economic dispatch. Dengan kombinasi unit *commit* yang berbeda maka akan memerlukan biaya pembangkitan yang berbeda. Sehingga dengan economic dispatch dapat ditentukan kombinasi dengan biaya pembangkitan paling murah.

Jumlah daya yang dibangkitkan dari semua unit yang menyala sama dengan total beban. Rugi daya pada saluran diabaikan karena tidak memberikan pengaruh signifikan terhadap teknik unit commitment dalam memilih unit yang

commit dan *decommit*. Pada penelitian ini economic dispatch diselesaikan menggunakan quadratic programming.

Dalam proses penentuan *commit* dan *decommit* suatu unit pembangkitan ada batasan yang harus dipatuhi guna meningkatkan kehandalan suatu sistem kelistrikan. Batasan tersebut sering dikenal sebagai *constraint*. Banyak *constraint* yang perlu diterapkan untuk mendapatkan hasil yang akurat dan dapat diaplikasikan pada kondisi aktual.

Spining reserve merupakan salah satu batasan yang umumnya digunakan pada penyelesaian masalah unit commitment. Pada satu periode waktu pembangkitan, setiap unit tidak membangkitkan daya pada kemampuan maksimumnya untuk mendapatkan biaya pembangkitan yang murah. Maka dari itu setiap pembangkit masih mempunyai cadangan daya yang mampu dibangkitkan. Total cadangan daya yang mampu dibangkitkan inilah yang disebut dengan *spining reserve*. Untuk satu periode pembangkitan, *spining reserve* bisa merupakan persentase dari total permintaan beban. Misalnya permintaan beban adalah 800 MW dengan *spining reserve* sebesar 10%, maka kombinasi unit *commit* yang memenuhi adalah kombinasi yang dapat membangkitkan hingga 880 MW. Selain berdasarkan persentase dari permintaan beban, *spining reserve* juga dapat ditentukan berdasarkan kemungkinan kegagalan pada unit pembangkit paling besar. Misalnya terdapat 4 unit yang *commit*, jika 1 unit paling besar mengalami gangguan dan lepas dari sistem maka 3 unit tersebut harus mampu memenuhi permintaan beban saat itu dengan memaksimalkan kemampuan pembangkitan masing-masing sehingga tidak perlu menyalakan pembangkit lain.

Selanjutnya ada batasan unit termal (*thermal unit constraint*). Pada pembangkit termal umumnya memerlukan kru, bahan bakar dan berbagai persiapan awal dalam proses pembangkitan. Pada proses pembangkitan, unit termal mempunyai waktu minimum menyala (*minimum up time*) dan waktu minimum padam (*minimum down time*). Hal tersebut dikarenakan pembangkit termal memerlukan biaya dan waktu dalam proses menyalakan sehingga ketika pembangkit termal beroperasi harus membangkitkan daya selama waktu tertentu supaya dapat meningkatkan efisiensi biaya.

Pembangkit termal juga tidak dapat beroperasi secara spontan saat dinyalakan. Jenis pembangkit termal dengan bahan bakar batubara dan nuklir memerlukan waktu hingga beberapa jam untuk dapat membangkitkan beban yang diminta. Artinya pembangkit termal memerlukan waktu penyalan (*start time*). Biaya penyalan sering disebut sebagai *start cost*. Pada batasan unit termal, biaya penyalan dapat dihitung berdasarkan dua pendekatan. Pertama adalah *cold start cost* yaitu biaya penyalan awal dari generator dalam keadaan dingin. Misalnya unit pembangkit mempunyai *minimum down time* selama 4 jam dan *start time* selama 2 jam, jika unit telah padam selama 7 jam maka biaya penyalan yang digunakan adalah *cold start cost*. Biaya penyalan yang kedua adalah *hot start cost*. Dengan sistem yang sama seperti sebelumnya, jika unit telah padam selama 5 jam maka biaya penyalan yang digunakan adalah *hot start cost*. Pada saat unit belum mencapai waktu minimum padam sudah mulai dilakukan penyalan lagi.

Selain batasan-batasan tersebut, ada beberapa batasan lain seperti *must run constraint* yang mengharuskan unit beroperasi karena alasan tertentu, *fuel constraint* dimana unit harus digunakan karena bahan bakar murah atau tidak digunakan karena bahan bakar mahal, dan *hydro constraint* yaitu pembangkit tenaga air yang mempertimbangkan volume air pada reservoir serta debit air pada tiap periode dan alasan lain yang berhubungan dengan air.

2.3 Formulasi Masalah

Penelitian ini menggunakan dua fungsi objektif yaitu biaya pembangkitan dan emisi karbon. Tujuan penjadwalan pembangkitan dari tiap unit adalah meminimalisir biaya dan emisi. Kedua fungsi objektif merupakan fungsi kuadratik [2]. Fungsi biaya dijabarkan pada persamaan berikut.

$$F(P_i^t) = \sum_{i=1}^n a_i P_i^{t^2} + b_i P_i^t + c_i \quad (2.1)$$

Dengan $F(P_i^t)$ adalah biaya pembangkitan (dalam \$/jam) dengan P_i^t sebagai daya yang dibangkitkan (dalam MW) generator i pada periode t ; n adalah jumlah unit generator yang beroperasi; a_i , b_i dan c_i adalah koefisien kurva biaya generator i . Adapun fungsi emisi ditulis pada persamaan berikut.

$$E(P_i^t) = \sum_{i=1}^n d_i P_i^{t^2} + e_i P_i^t + f_i \quad (2.2)$$

Dimana $E(P_i^t)$ adalah emisi pembangkitan (dalam kg/jam) dengan P_i^t sebagai daya yang dibangkitkan (dalam MW) generator i pada periode t ; n adalah jumlah unit generator yang beroperasi; d_i , e_i dan f_i ada koefisien kurva emisi generator i .

Penelitian ini menggunakan *price penalty factor* untuk mengubah masalah multi objektif menjadi masalah objektif tunggal. Dengan adanya ppf maka fungsi objektif dapat ditulis menjadi

$$OF(P_i^t) = \sum_{i=1}^n (a_i P_i^{t^2} + b_i P_i^t + c_i) + ppf_i (d_i P_i^{t^2} + e_i P_i^t + f_i) \quad (2.3)$$

Persamaan 2.3 merupakan persamaan untuk menyelesaikan masalah economic dispatch saja. Untuk masalah unit commitment persamaan dapat ditulis menjadi

$$\text{minimize } f = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T [U_i^t OF(P_i^t) + U_i^t (1 - U_i^{t-1}) SC_i^t + W_c^t] \quad (2.4)$$

dimana U_i^t adalah status dari unit pembangkit i pada periode t yang bernilai 0 atau 1. U_i^{t-1} adalah status unit pada periode sebelumnya. SC_i^t adalah biaya penyalan unit i pada periode t .

2.3.1 Price Penalty Factor

Price penalty factor (ppf) adalah ratio antara biaya pembangkitan dan emisi dengan daya pembangkitan tertentu. Ada empat jenis ppf yang digunakan pada penelitian ini. Yang pertama adalah max-max ppf yaitu ratio biaya pembangkitan dengan daya maksimum dan emisi dengan daya maksimum dituliskan pada persamaan berikut.

$$ppf_{\max-\max i} = \frac{(a_i P_{i \max}^2 + b_i P_{i \max} + c_i)}{(d_i P_{i \max}^2 + e_i P_{i \max} + f_i)} \quad (2.5)$$

Ppf yang kedua adalah max-min ppf yaitu ratio biaya pembangkitan dengan daya maksimum dan emisi dengan daya minimum dituliskan pada persamaan berikut.

$$ppf_{\max-\min i} = \frac{(a_i P_{i \max}^2 + b_i P_{i \max} + c_i)}{(d_i P_{i \min}^2 + e_i P_{i \min} + f_i)} \quad (2.6)$$

Ppf selanjutnya adalah min-max ppf yaitu ratio biaya pembangkitan dengan daya minimum dan emisi dengan daya maksimum dituliskan pada persamaan berikut.

$$ppf_{\min-\max i} = \frac{(a_i P_{i \min}^2 + b_i P_{i \min} + c_i)}{(d_i P_{i \max}^2 + e_i P_{i \max} + f_i)} \quad (2.7)$$

Dan ppf terakhir adalah min-min ppf yaitu ratio biaya pembangkitan dengan daya minimum dan emisi dengan daya minimum dituliskan pada persamaan berikut.

$$ppf_{min-min i} = \frac{(a_i P_{i min}^2 + b_i P_{i min} + c_i)}{(d_i P_{i min}^2 + e_i P_{i min} + f_i)} \quad (2.8)$$

2.3.2 Batasan Kesetimbangan Daya

Penelitian ini menguji multi-objective unit commitment pada dua kasus. Kasus pertama adalah tanpa integrasi energi terbarukan. Untuk masalah multi-objective tanpa integrasi energi terbarukan dapat dituliskan pada persamaan berikut.

$$\sum_{i=1}^n U_i^t \times P_i^t = P_L^t \quad (2.9)$$

dimana U_i^t adalah status dari unit pembangkit i pada periode t yang bernilai 0 atau 1. Status generator ini ditentukan oleh kombinasi yang diuji. P_i^t adalah nilai daya yang dibangkitkan dari unit pembangkit i pada periode t . Dan P_L^t adalah total beban pada periode t yang harus dipenuhi oleh semua unit yang *commit*.

Pada kasus kedua pembangkit dengan sumber energi terbarukan diintegrasikan pada sistem. Energi terbarukan yang digunakan adalah energi angin. Pada kasus ini beban P_L^t merupakan penjumlahan dari total daya dari unit beroperasi dengan daya pembangkit angin P_{wind}^t . Sehingga untuk masalah multi-objective unit commitment dengan integrasi energi terbarukan dapat dituliskan pada persamaan berikut.

$$\sum_{i=1}^n (U_i^t \times P_i^t) + P_{wind}^t = P_L^t \quad (2.10)$$

2.3.3 Spining Reserve

Spining reserve constraint pada penelitian ini dapat dituliskan pada persamaan berikut.

$$\sum_{i=1}^n U_i^t \times P_{i max}^t \geq P_L^t + SR^t \quad (2.11)$$

Jumlah daya maksimum yang mampu dibangkitkan oleh unit *commit* harus lebih besar atau sama dengan jumlah beban ditambah permintaan *spinning reserve* SR^t pada periode tersebut. Permintaan *spinning reserve* dapat ditentukan melalui persamaan berikut.

$$SR^t = k \times P_L^t \quad (2.11)$$

Pada penelitian *spinning reserve* ditentukan berdasarkan persentasi beban P_L^t pada periode t . k merupakan vektor pengali dengan nilai 0 sampai 1 untuk mendapatkan besaran SR^t .

2.3.4 Waktu Minimum Menyala dan Padam

Waktu minimum menyala dan padam merupakan *inequality constraint* yang digunakan pada penelitian ini untuk menentukan unit boleh dinyalakan atau dipadamkan sesuai dengan praktis dilapangan. Batasan ini dijabarkan pada persamaan berikut.

$$\begin{aligned} T_i^{t,on} &\geq MUT_i \\ T_i^{t,off} &\geq MDT_i \end{aligned} \quad (2.10)$$

Waktu menyala $T_i^{t,on}$ unit i harus lebih besar atau sama dengan batas waktu minimum menyala MUT_i untuk dapat memadamkan unit tersebut. Dan waktu padam $T_i^{t,off}$ unit i harus lebih besar atau sama dengan batas waktu minimum padam MDT_i jika akan menyalakan unit tersebut.

2.3.5 Biaya dan Waktu Penyalaan

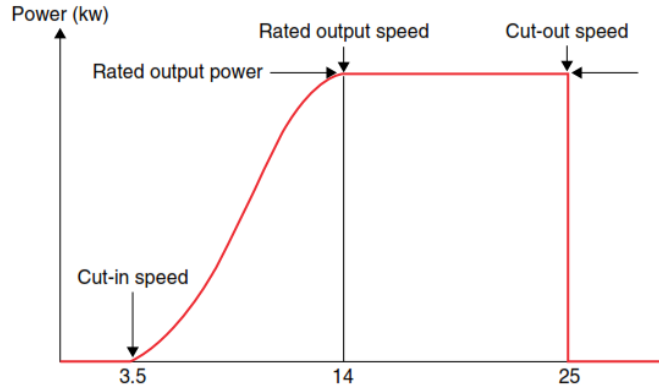
Biaya penyalaan merupakan salah satu batasan yang harus dipertimbangkan dalam menyalakan atau memadamkan unit. Biaya penyalaan yang digunakan ditentukan berdasarkan persamaan berikut.

$$SC_i^t = \begin{cases} HSC_i^t, & MDT_i \leq T_i^{t,off} \leq MDT_i + ST_i \\ CSC_i^t, & T_i^{t,off} > MDT_i + ST_i \end{cases} \quad (2.11)$$

Jika waktu generator padam $T_i^{t,off}$ kurang dari atau sama dengan total waktu minimum padam MDT_i dan waktu penyalaan ST_i , maka biaya penyalaan yang digunakan adalah *hot start cost* HSC_i^t . Dan untuk *cold start cost* CSC_i^t digunakan ketika waktu generator padam $T_i^{t,off}$ lebih dari total waktu minimum padam MDT_i dan waktu penyalaan ST_i .

2.4 Integrasi Energi Terbarukan

Pembangkit dengan bahan bakar fosil masih mendominasi dalam produksi energi listrik. Kesadaran akan potensi habisnya sumber daya alam tak terbarukan membuat penelitian dibidang energi terbarukan berkembang pesat. Salah satu pemanfaatan energi terbarukan yang banyak dikembangkan adalah pembangkit tenaga angin yang memiliki banyak kelebihan seperti bebas polusi dan biaya pengembangan yang relatif rendah dibanding pembangkit energi terbarukan lain.



Gambar 2.2 Tipikal daya keluaran turbin angin

Dalam membangkitkan daya, tiap pembangkit angin bergantung pada kecepatan angin yang melaju saat itu. Gambar 2.1 menunjukkan daya keluaran dari pembangkit angin berdasarkan kecepatan angin [11]. Jika kecepatan angin terlalu rendah yaitu dibawah *cut-in speed*, maka tidak akan ada daya yang terbangkit karena tidak torsi yang cukup untuk memutar bilah turbin angin. Batas kecepatan angin minimum yang membuat turbin angin bekerja ini disebut *cut-in speed*. Jika kecepatan naik maka daya keluaran bertambah. Pada kecepatan tertentu daya keluaran turbin angin telah mencapai batas kemampuan generatornya sehingga tidak terjadi kenaikan lagi. Batas kecepatan ini disebut sebagai *rated output speed*. Jika kecepatan terus bertambah lebih tinggi daripada *rated output speed* maka untuk mengurangi resiko rusaknya rotor dilakukan pengereman pada kecepatan tertentu sehingga tidak terbangkit daya. Kecepatan ini biasa disebut sebagai *cut-out speed*. Sehingga daya keluaran dapat dijabarkan melalui persamaan berikut [11].

$$P_{wind}^t = \begin{cases} 0, & : v_{wind}^t \leq v_{in} ; v_{wind}^t \geq v_{out} \\ \frac{1}{2} \rho A V^3, & : v_{in} < v_{wind}^t < v_r \\ w_r, & : v_r < v_{wind}^t < v_{out} \end{cases} \quad (2.12)$$

Dimana daya output angin dibagi menjadi tiga bagian yaitu bernilai 0 saat kecepatannya dibawah kecepatan *cut-in* v_{in} atau diatas *cut-out* v_{out} ; dengan daya tertentu sebesar $w_r \frac{(v-v_{in})}{(v_r-v_{in})}$ jika kecepatan angin diantara kecepatan *cut-in* v_{in} dan *rated-speed* v_r ; dan terakhir bernilai tetap sebesar w_r jika kecepatan diantara *rated-speed* v_r dan *cut-out* v_{out} .

Untuk mendapatkan daya keluaran dari *wind farm*, maka diperlukan data kecepatan angin. Dari data kecepatan angin maka akan didapat daya keluaran tiap turbin angin dikalikan jumlah turbin angin pada *wind farm*.

Pembangkit angin tidak memerlukan bahan bakar sehingga biaya bahan bakar tidak ada. Tetapi pembangkit angin juga memiliki biaya produksi. Biaya produksi pembangkit angin dihitung berdasarkan *annual cost* (\$/tahun) dan *annual energy* (MWh/tahun) pembangkit angin tersebut [13].

$$\text{operational cost} = \frac{\text{annual cost}}{\text{annual energy}} \quad (2.13)$$

Nilai *annual cost* merupakan gabungan dari biaya beberapa komponen seperti *part and labor*, asuransi, kontingensi, sewa lahan, pajak, perawatan dan lain-lain. Sedangkan untuk mendapatkan nilai *annual energy*, melalui datasheet turbin angin yang digunakan. *Annual energy* bergantung pada kecepatan rata-rata angin dalam setahun pada lokasi turbin angin berada. Kecepatan angin rata-rata dapat dihitung melalui Weibull *probability density function* (pdf). Adapun persamaan Weibull pdf dapat dituliskan sebagai berikut.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (2.14)$$

Dengan menghitung kemungkinan (probabilitas) tiap kecepatan angin maka didapat fraksi jam tiap kecepatan angin yaitu persentasi munculnya kecepatan angin tersebut dalam setahun. Probabilitas tersebut kemudian dikalikan dengan tiap kecepatan angin. Penjumlahan perkalian tersebut adalah kecepatan angin rata-rata dalam setahun. Pada tiap turbin angin yang diproduksi umumnya memberikan data *annual energy* berdasarkan kecepatan angin rata-rata.

Dengan mendapatkan nilai *annual cost* dan *annual energy* maka akan didapatkan operational cost. Dalam hal ini karakteristik biaya operasi dari turbin angin merupakan fungsi linear yang dapat dihitung melalui persamaan berikut [14].

$$W_c^t = \text{operational cost} * P_{wind}^t \quad (2.15)$$

2.5 Algoritma Cuckoo Search

Cuckoo Search adalah salah satu algoritma optimisasi yang dikembangkan oleh Xin She Yang dan Suash Deb pada 2009 [14]. Algoritma ini terinspirasi dari

tingkah laku dalam berkembang biak burung cuckoo yang bertelur pada sarang burung lain yang berbeda spesies. Jika induk burung lain tersebut menemukan dan mengenali terdapat telur yang bukan miliknya, maka induk burung tersebut akan membuang telur cuckoo atau mengabaikannya dan meninggalkan sarang untuk membuat sarang baru ditempat lain. Ketika induk cuckoo meletakkan telurnya pada sarang burung lain, induk cuckoo bisa membuang telur dari pemilik sarang sehingga meningkatkan kemungkinan telur cuckoo untuk dierami. Induk burung lain yang tidak mengenali telur cuckoo ini akan mengerami, meneteskan bahkan memberi makan anak burung cuckoo seperti anak sendiri. Beberapa cuckoo betina sangat sering dan pandai membuat warna dan corak telur semirip mungkin dengan telur dari induk burung pemilik sarang. Hal ini akan mengurangi kemungkinan telur diabaikan dan meningkatkan produktivitas dari cuckoo.

Untuk mempermudah pemaparan tentang cuckoo search, berikut adalah tiga aturan dasar pada cuckoo search.

1. Tiap cuckoo mengeluarkan satu telur pada satu waktu, dan meninggalkan telur tersebut secara acak pada sarang.
2. Sarang terbaik dengan telur kualitas tinggi akan menghasilkan generasi selanjutnya.
3. Jumlah sarang tetap dan telur cuckoo yang dikenali oleh induk pemilik sarang berdasarkan probabilitas .

Telur pada sarang merepresentasikan solusi. Pada tiap sarang telur bisa lebih dari satu. Pada penelitian ini menggunakan penyederhanaan dimana satu sarang hanya akan diletakkan satu telur cuckoo. Dari tiga aturan tersebut, tahapan dasar dapat dilihat pada Gambar 2.3.

Algoritma ini menggunakan kombinasi seimbang dari *local random walk* dan *global random walk*. *Local random walk* dapat ditunjukkan pada persamaan berikut.

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \alpha s \otimes H(p_a - \epsilon) \otimes (x_j^t - x_k^t) \quad (2.16)$$

dimana x_j^t dan x_k^t adalah dua solusi berbeda yang didapat dari permutasi acak, H adalah fungsi Heaviside, s adalah stepsize.

Cuckoo Search via Levy Flight

Objective function $f(x)$, $x = (x_1, \dots, x_d)^T$
Generate initial Population of n host nest x_i
while ($t < \text{Max Generation}$) or (stop criterion)
 Get a cuckoo randomly
 Generate a solution by Lévy Flight Eq.(2.14)
 Evaluate its solution quality or objective value f_i
 Choose a nest among n (say, j) randomly
 if ($f_i < f_j$)
 Replace j by the new solution i
 end
 A fraction (p_a) of nest are abandoned
 New nests/solutions are built/generated by Eq.(2.13)
 Keep best solutions (or nest with quality solutions)
 Rank the solutions and find the current best
 Update $t \leftarrow t+1$
end while
Postprocess results and visualization

Gambar 2.3 Pseudocode algoritma Cuckoo Search

Untuk mendapatkan solusi baru, cuckoo search menggunakan *Levy Flight* sebagai global random walk. *Levy flight* adalah terbang secara acak dengan langkah yang panjang.

$$x_i^{t+1} = x_i^t + \alpha L(s, \lambda) \quad (2.17)$$

dimana

$$L(s, \lambda) = \frac{\lambda \Gamma(\lambda) \sin(\pi\lambda/2)}{\pi} \frac{1}{s^{1+\lambda}}, \quad (s \gg s_0 \gg 0) \quad (2.18)$$

s adalah faktor penskalaan dari stepsize.

2.6 Quadratic Programming

Quadratic programming adalah program optimasi konvensional untuk menyelesaikan masalah dengan fungsi objektif kuadratik. Pada *quadratic programming* terdapat batasan linear yang dapat digunakan. Batasan tersebut dibagi menjadi *equality constraint* dan *inequality constraint*. Masalah *quadratic programming* dapat dinyatakan sebagai berikut [15].

$$\text{minimize } f(x) = \frac{1}{2} x' H x + f' x \quad (2.19)$$

dengan

$$A_{eq} x = b_{eq}$$

$$Ax \leq b$$

$$lb \leq x \leq ub$$

dimana lb adalah *lower bound* (batas bawah) nilai x dan ub adalah *upper bound* (batas atas) nilai x .

H , A dan Aeq adalah matriks. Sedangkan f , b dan beq adalah vektor. H adalah matriks simetris yang merepresentasikan nilai kuadratik dan f merepresentasikan nilai linear pada persamaan 2.16. A adalah matriks koefisien linear dan b adalah vektor konstan pada *inequality constrain* $Ax \leq b$. Aeq adalah matriks koefisien linear dan beq adalah vektor konstan pada *inequality constrain* $Aeqx \leq beq$.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini akan dijabarkan langkah dan metode yang digunakan dalam penyelesaian penelitian ini penelitian ini dilakukan dengan metode simulasi menggunakan program MATLAB. Beberapa kasus pada permasalahan ini telah diuji dengan metode berbeda oleh peneliti lain [8] [9]. Penelitian ini menggunakan algoritma cuckoo search yang sebelumnya telah diuji pada beberapa masalah lain dan mendapatkan hasil yang akurat dan waktu komputasi yang cukup baik. Maka dari itu dengan penggunaan algoritma cuckoo search pada masalah multi-objective unit commitment ini diharapkan mendapatkan perbandingan solusi untuk mengetahui metode optimasi mana yang lebih unggul. Pada penelitian ini juga ditambahkan variasi price penalty factor untuk mengetahui pengaruhnya terhadap hasil biaya pembangkitan dan emisi. Selain itu juga dilakukan pengujian dengan integrasi energi angin.

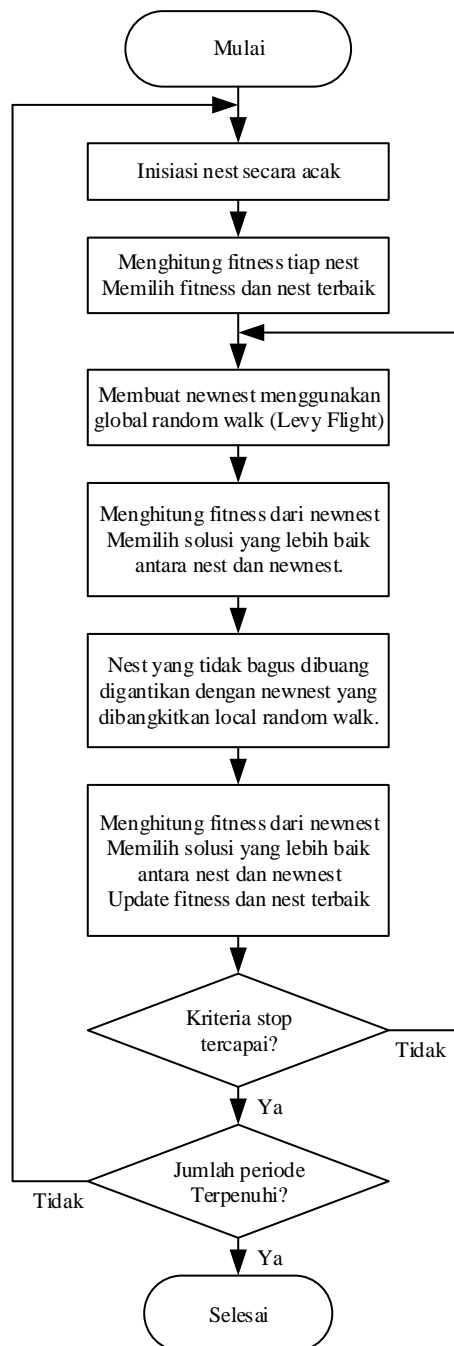
3.1 Penyelesaian Masalah Unit Commitment

Penelitian ini menggunakan *artificial intelegent* untuk mendapatkan solusi yang dituju. Setiap *artificial intelegent* biasany mempunyai parameter yang berbeda-beda. Adapun pengaturan parameter yang digunakan untuk algoritma cuckoo search pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

Tabel 3.1 Parameter Algoritma Cuckoo Search

Parameter	Nilai
Jumlah <i>nest</i>	50
Jumlah konvergensi	5
Nilai probabilitas (<i>pa</i>)	0.25

Dalam penyelesaian penelitian ini maka terdapat beberapa langkah yang harus dilakukan dengan menggunakan metode yang diajukan. Langkah-langkah dalam penyelesaian tesis ini akan dijabarkan melalui diagram alir pada gambar 3.1 yang kemudian dijelaskan secara rinci uraian setelahnya.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penyelesaian Penelitian

3.1.1 Inisiasi

Pada tiap algoritma inisiasi merupakan proses pertama yang dilakukan. Algoritma cuckoo search pada penelitian digunakan untuk menyelesaikan masalah unit commitment yaitu untuk menentukan unit mana yang harus beroperasi.

Tabel 3.2 Data Batas Kapasitas Generator

Unit	Pmin (MW)	Pmax (MW)
1	150	600
2	100	400
3	50	200

Tabel 3.3 Kombinasi Unit dan Urutan State

State	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Pmin (MW)	Pmax (MW)
1	0	0	0	0	0
2	0	0	1	50	200
3	0	1	0	100	400
4	1	0	0	150	600
5	0	1	1	150	600
6	1	0	1	200	800
7	1	1	0	250	1000
8	1	1	1	300	1200

Sebelum melakukan inisiasi terlebih dahulu dilakukan penyusunan kombinasi dan mengurutkan kombinasi tersebut berdasarkan daya maksimum yang mampu dibangkitkan tiap kombinasi. Pada tabel 3.2. merupakan contoh data kapasitas generator dengan 3 unit pembangkit. Dari data tersebut maka dapat dilakukan penyusunan kombinasi dengan hasil yang ditunjukkan pada tabel 3.3.

Inisiasi pada algoritma ini merupakan bilangan diskrit yaitu bilangan random dengan nilai antara state terkecil dan state terbesar yang mungkin untuk memenuhi permintaan beban dan batasan *spining reserve*. Misalnya permintaan beban adalah sebesar 249 MW, maka state terkecil yang mungkin adalah state nomer 3 dan state terbesar adalah state nomer 6. Pada cuckoo solusi dinotasikan sebagai *nest* yaitu matriks dengan dimensi jumlah nest dikalikan dengan jumlah generator. Tiap kolom pada *nest* merepresentasikan kombinasi hasil dari bilangan diskrit random dari state yang mungkin dan jumlah kolom menunjukkan jumlah *nest* yang dibangkitkan dinotasikan sebagai N .

$$nest = [nest_1 \quad \dots \quad nest_N] \quad (2.16)$$

Dimisalkan jumlah *nest* yang ditentukan adalah 5 dan beban pembangkitan sebesar 249 MW.

$$nest = [4 \quad 6 \quad 5 \quad 3 \quad 4]$$

$$nest_state = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Dari state yang telah disusun, didapat kombinasi unit yang *commit* dan *decommit* untuk tiap *nest*. Bilangan diskrit dari *nest* yang dibangkitkan dikonversi menjadi kombinasi sesuai dengan nomer *state* yang telah disusun. Dengan metode ini inisiasi tidak akan menghasilkan kombinasi yang tidak memenuhi permintaan beban. Hal ini akan sangat membantu saat sistem yang diuji cukup besar.

3.1.2 Evaluasi Biaya Pembangkitan

Pada proses ini terdapat beberapa tahap yang dilakukan sebelum mendapatkan biaya pembangkitan dari tiap kombinasi yang dibangkitkan. Langkah pertama yang dilakukan adalah menentukan apakah kombinasi tersebut dapat digunakan pada periode yang dihitung. Untuk menentukan hal tersebut, terdapat data *initial status* yaitu waktu nyala dan padam tiap generator dalam hal ini dinotasikan sebagai $T_i^{t,on}$ dan $T_i^{t,off}$. Jika kombinasi yang diperiksa menyalakan unit yang tidak memenuhi syarat waktu minimum padam atau mematikan unit yang tidak memenuhi syarat waktu minimum menyala, maka nilai biaya pembangkitan untuk kombinasi tersebut dibuat sangat besar.

Untuk tiap kombinasi yang memenuhi syarat waktu minimum menyala dan padam akan dilakukan pembagian pembelanannya dengan metode economic dispatch menggunakan *quadratic programming*. Fungsi objektif pada penelitian merupakan fungsi kuadratik. Terdapat tiga koefisien fungsi objektif yang digunakan. Untuk menyelaikan masalah economic dispatch dengan quadratic programming maka hal pertama yang dilakukan adalah menentukan parameter input yang diperlukan. Berdasarkan persamaan 2.16. parameter input untuk masalah ini adalah H, f, Aeq dan beq .

Tabel 3.4 Data Karakteristik Biaya Pembangkitan

Unit	a (\$)	b (\$/MW)	c (\$/MW ²)
1	561	7.92	0.001562
2	310	7.85	0.00194
3	78	7.97	0.00482

H merupakan matriks simetris dengan panjang sisi sebesar jumlah generator yang *commit*. Misalnya semua unit dioperasikan untuk memenuhi permintaan beban sebesar 700 MW, maka nilai matriks H adalah berikut.

$$H = \begin{bmatrix} 0.003124 & 0 & 0 \\ 0 & 0.00388 & 0 \\ 0 & 0 & 0.00964 \end{bmatrix}$$

Dan nilai parameter f , A_{eq} dan b_{eq} adalah sebagai berikut.

$$f = \begin{bmatrix} 7.92 \\ 7.85 \\ 7.97 \end{bmatrix}$$

$$A_{eq} = [1 \quad 1 \quad 1]$$

$$b_{eq} = [700]$$

Nilai matriks H adalah turunan koefisien kuadrat dari fungsi objektif disusun secara diagonal. Matriks f berisi koefisien linear dari fungsi objektif. A_{eq} merupakan matriks berupa koefisien linear dari *equality constraint*, sedangkan b_{eq} adalah vektor konstan dari *equality constraint* dalam hal ini adalah permintaan beban.

Pada contoh diatas beban adalah sebesar 700 MW. Salah satu kombinasi yang mungkin untuk diperhitungkan adalah state 6 dengan unit U1 dan U3 yang beroperasi. Pada program penyelesaian economic dispatch akan memanggil data unit yang beroperasi saja. Maka nilai input parameter untuk *quadratic programming* adalah sebagai berikut.

$$H = \begin{bmatrix} 0.003124 & 0 \\ 0 & 0.00964 \end{bmatrix}$$

$$f = \begin{bmatrix} 7.92 \\ 7.97 \end{bmatrix}$$

$$A_{eq} = [1 \quad 1]$$

$$b_{eq} = [700]$$

Dengan demikian *quadratic programming* akan bekerja dengan waktu komputasi lebih cepat karena dimensi masalah menjadi lebih kecil. State dengan sedikit unit yang beroperasi akan mempercepat perhitungan economic dispatch. Pada masalah multi-objective unit commitment, economic dispatch juga dapat diselesaikan dengan *quadratic programming* karena fungsi biaya dan emisi dikonversikan menjadi satu fungsi objektif kuadrat seperti yang telah dituliskan

pada persamaan 2.3. Sehingga didapat tiga koefisien baru $(a_i + ppf_i d_i)$, $(b_i + ppf_i e_i)$ dan $(c_i + ppf_i f_i)$ yang dapat dimasukkan sebagai input dari *quadratic programming* untuk mendapatkan nilai daya yang dibangkitkan tiap unit yang beroperasi.

$$OF(P_i^t) = \sum_{i=1}^n (a_i P_i^{t^2} + b_i P_i^t + c_i) + ppf_i (d_i P_i^{t^2} + e_i P_i^t + f_i)$$

$$OF(P_i^t) = \sum_{i=1}^n (a_i P_i^{t^2} + b_i P_i^t + c_i) + (ppf_i d_i P_i^{t^2} + ppf_i e_i P_i^t + ppf_i f_i)$$

$$OF(P_i^t) = \sum_{i=1}^n (a_i + ppf_i d_i) P_i^{t^2} + (b_i + ppf_i e_i) P_i^t + (c_i + ppf_i f_i)$$

Nilai minimum hasil optimasi dari fungsi objektif baru ini bukan merupakan nilai biaya pembangkitan. Sehingga pada bagian akhir biaya pembangkitan dan emisi dihitung kembali berdasarkan pembagian pembebanan yang didapat dari hasil optimasi menggunakan persamaan 2.1. dan 2.2.

Tiap kombinasi akan menghasilkan biaya pembangkitan dan emisi yang berbeda. Selain biaya pembangkitan, kemudian nilai *start cost* dihitung berdasarkan *initial status* dari tiap unit pembangkit. Unit yang sebelumnya padam dan memenuhi syarat untuk menyala akan memiliki nilai *start cost*. Jumlah biaya pembangkitan dan *start cost* tiap nest dibandingkan dan dipilih yang paling minimum. *Nest* dengan biaya pembangkitan dan *start cost* termurah akan dicatat sebagai *bestnest* dan jumlah biaya pembangkitan dan *start cost* dicatat sebagai *fmin*.

3.1.3 Global Random Walk

Secara umum, teknik optimasi menggunakan *artificial intelegent* memerlukan beberapa kali iterasi untuk mendapatkan hasil yang akurat. Pada cuckoo search dibangkitkan lagi *nest* baru yang disebut sebagai *newnest*. Berbeda dengan inisiasi awal, *newnest* dibangkitkan dengan cara mengambil nilai *nest* yang ditambahkan dengan nilai perkalian dari faktor penskalaan s dan Levy flight seperti yang telah dijabarkan pada persamaan 2.14.

Newnest yang dibangkitkan kemudian dievaluasi seperti proses sebelumnya. Jika *newnest* menghasilkan solusi yang lebih baik, maka kombinasi pada *newnest* tersebut akan diambil menggantikan kombinasi pada *nest* yang sebelumnya telah dievaluasi. *Newnest* yang menghasilkan solusi tidak baik tidak akan digunakan. Hasil akhirnya adalah terbentuk *nest* yang merupakan gabungan

dari *nest* pada proses inisiasi dengan nilai terbaik dan *newnest* yang menghasilkan solusi lebih baik.

3.1.4 Local Random Walk

Tidak cukup sampai pada *global random walk*, kemudian dibangkitkan lagi *newnest* menggunakan *local random walk*. Perbedaannya adalah pada *local random walk* tidak semua nilai *nest* terakhir berubah. Hanya *nest* dengan kualitas buruk yang akan digantikan. *Newnest* kedua yang dibangkitkan ini kemudian dievaluasi lagi dan dibandingkan dengan *nest* terakhir. Seperti halnya pada proses sebelumnya, *newnest* yang lebih baik daripada *nest* akan diambil sehingga terbentuk lagi *nest* hasil gabungan *newnest* kedua dan *nest* terakhir. *Nest* ini akan menjadi *nest* inisiasi pada iterasi berikutnya.

3.1.5 Hasil Optimisasi

Pada sejumlah iterasi tertentu, nilai *fmin* akan mengalami konvergensi. Hal tersebut menunjukkan bahwa optimasi telah selesai dilakukan. Nilai biaya pembangkitan yang didapat adalah nilai pembangkitan untuk satu periode operasi yaitu satu jam. Sehingga jika iterasi telah selesai maka hasil yang didapat berupa *bestnest* yang merupakan kombinasi terbaik pada periode tersebut, *genprod* yaitu produksi daya dari tiap unit, *gencost* yaitu biaya pembangkitan dari nilai daya yang harus dibangkitkan, dan *startcost* yaitu biaya penyalan masing-masing unit.

$$\begin{aligned} bestnest &= \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} & genprod &= \begin{bmatrix} 532.6 \\ 0 \\ 167.4 \end{bmatrix} \\ gencost &= \begin{bmatrix} 5222 \\ 0 \\ 1547 \end{bmatrix} & startcost &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 25 \end{bmatrix} \\ emission &= \begin{bmatrix} 2307 \\ 0 \\ 413 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Pada periode selanjutnya *initialstate* yang digunakan adalah *bestnest* dari periode sebelumnya. Selain itu juga program juga mencatat waktu generator menyala dan padam untuk mendapatkan nilai *genstate* yang digunakan untuk menentukan unit memenuhi batasan waktu menyala dan padam minimum. Kedua matriks ini tidak ditampilkan pada hasil akhir, hanya disimpan untuk perhitungan.

$$initialstate^{t+1} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad genstate^{t+1} = \begin{bmatrix} 7 \\ -1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Dari contoh diatas terlihat perbedaan *initialstate* dan *genstate*. Pada *genstate* jika generator padam maka nilai waktu didefinisikan bernilai negatif.

Pada penelitian ini program dibangun agar bisa menghentikan proses optimasi jika mengalami konvergensi nilai sebanyak jumlah tertentu. Sehingga jumlah iterasi pada tiap periode bisa berbeda-beda. Jika permintaan beban tinggi maka kombinasi yang mungkin akan semakin sedikit sehingga akan lebih cepat mendapatkan *state* yang paling optimal. Sebaliknya jika permintaan beban rendah akan memperbanyak kemungkinan *state* yang digunakan sehingga berpotensi memperbanyak proses iterasi.

BAB 4

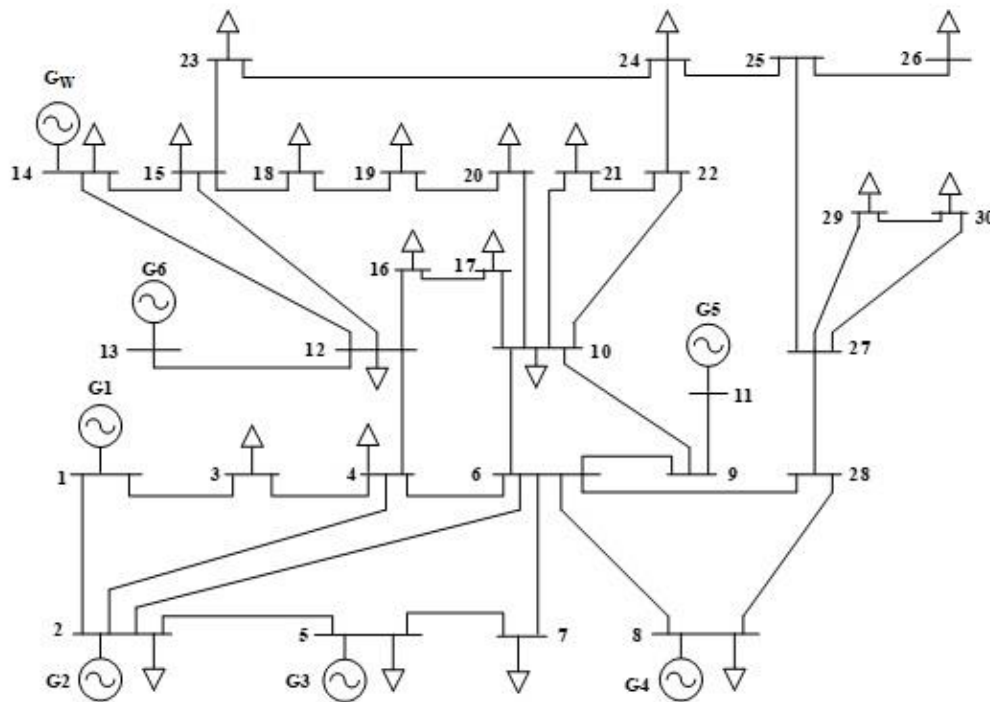
HASIL DAN PEMBAHASAN

Simulasi yang dilakukan pada penelitian ini dibagi menjadi empat bagian. Simulasi pertama merupakan unit commitment dengan fungsi objektif biaya minimum tanpa mempertimbangkan emisi. Simulasi kedua adalah multi-objective unit commitment dengan max-max ppf. Hasil simulasi pertama dan kedua dapat dibandingkan dengan penelitian lain. Simulasi selanjutnya ppf divariasikan untuk melihat pengaruhnya terhadap biaya pembangkitan dan emisi. Simulasi pertama, kedua dan ketiga dibandingkan sehingga dapat diketahui faktor penalti yang memberikan hasil biaya paling minimum atau emisi paling minimum. Dan simulasi terakhir adalah multi-objective unit commitment dengan integrasi energi terbarukan.

4.1 Sistem Uji

Terdapat 2 sistem uji pada penelitian ini. Sistem uji pertama digunakan pada simulasi single-objective dan multi-objective unit commitment. Dengan menggunakan sistem pertama maka dapat dilakukan validasi program penyelesaian unit commitment dan hasil dapat dibandingkan dengan penelitian lain. Sistem uji kedua digunakan pada unit commitment dengan integrasi energi terbarukan. Pembangkit energi terbarukan yang digunakan adalah pembangkit angin yaitu *wind farm*.

Kedua sistem uji merupakan sistem IEEE 30 Bus dengan karakteristik pembangkit dan beban yang berbeda. Gambar 4.1 menunjukkan diagram alir segaris dari sistem IEEE 30 Bus. Terdapat 6 unit pembangkit termal dengan fungsi biaya dan emisi kuadratik. Selain itu juga terdapat data *minimum up time*, *minimum downtime*, *cold start cost*, *hot start cost*, *start time* dan *initial status*. Data sistem uji pertama diambil dari [8]. Karakteristik pembangkit, batasan unit commitment dan data beban ditunjukkan pada tabel 4.1, tabel 4.2 dan tabel 4.3.



Gambar 4.1 Diagram Satu Garis Sistem IEEE 30 Bus

Tabel 4.1 Karakteristik Biaya dan Emisi Sistem Uji 1

Unit	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a (\$)	b (\$/MW)	c (\$/MW ²)	d (kg)	e (kg/MW)	f (kg/MW ²)
1	50	200	0	2	0.00375	22.9	-1.1	0.0126
2	20	80	0	1.7	0.0175	25.31	-0.1	0.02
3	15	50	0	1	0.0625	25.5	-0.1	0.027
4	10	35	0	3.25	0.00834	24.9	-0.005	0.0291
5	10	30	0	3	0.025	24.7	-0.004	0.029
6	12	40	0	3	0.025	25.3	-0.005	0.0271

Tabel 4.2 Batasan Unit Commitment Sistem Uji 1

Unit	MUT (Jam)	MDT (Jam)	CSC (\$)	HSC (\$)	ST (Jam)	IS (Jam)
1	1	1	176	70	2	1
2	2	2	18.7	74	1	-3
3	1	1	11.3	50	1	-2
4	1	2	26.7	110	1	-3
5	2	1	18	72	1	-2
6	1	1	11.3	40	1	-2

Tabel 4.3 Data Beban Sistem Uji 1

Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
1	166	7	246.1	13	170	19	236.1
2	196	8	213.1	14	185	20	225
3	211	9	192.1	15	207.9	21	204
4	267	10	161.1	16	232	22	182
5	283.4	11	135	17	246	23	161
6	272	12	160	18	240.9	24	131

Tabel 4.4 Karakteristik Biaya dan Emisi Sistem Uji 2

Unit	Pmin (MW)	Pmax (MW)	a (\$)	b (\$/MW)	c (\$/MW ²)	d	e	f
1 (Batubara)	20	110	2000	10	0.002	40	0.2	0.00004
2 (Batubara)	20	100	2500	15	0.0025	50	0.3	0.00005
3 (Batubara)	120	600	6000	9	0.0018	80	0.12	0.000024
4 (Gas)	110	520	923.4	18	0.00315	2462.4	48	0.0084
5 (Gas)	110	500	950	20	0.0032	2500	50	0.009
6 (Minyak)	40	200	124.8	23.4	0.00343	1.248	0.234	0.000034

*koefisien d, e, dan f dalam t, t/MW, dan t/MW² untuk unit batubara/minyak; dalam m³, m³/MW dan m³/MW² untuk unit gas.

Tabel 4.5 Batasan Unit Commitment Sistem Uji 2

Unit	MUT (Jam)	MDT (Jam)	CSC (\$)	HSC (\$)	SDC (\$)	ST (Jam)	IS (Jam)
1 (Batubara)	5	5	800	400	3000	-	-5
2 (Batubara)	4	2	720	360	3000	-	-6
3 (Batubara)	6	4	4500	2250	3000	-	1
4 (Gas)	4	3	7200	3600	3000	-	1
5 (Gas)	4	3	6600	3300	3000	-	-1
6 (Minyak)	3	4	4260	2130	3000	-	-1

Pada tesis ini, untuk melakukan simulasi unit commitment dengan integrasi energi terbarukan menggunakan sistem dengan karakteristik yang berbeda. Karakteristik pembangkit termal dan batasan unit commitment untuk sistem uji kedua masing-masing ditunjukkan pada tabel 4.4 dan tabel 4.5. Pada karakteristik emisi tiap unit, satuan dari koefisien d, e dan f berbeda tergantung jenis unit. Untuk mendapatkan massa emisi dengan satuan yang sama menggunakan faktor emisi yang dijabarkan pada tabel 4.6. Data sistem uji kedua diambil dari [11].

Tabel 4.6 Faktor Emisi Karbon (CO²) Sistem Uji 2

Batubara (kg/kg)	Gas (kg/m³)	Minyak (kg/kg)
3.1604	1.84	2.8523

Tabel 4.7 Data Beban Sistem Uji 2

Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
1	609	7	569	13	1600	19	1532
2	507	8	741	14	1633	20	1463
3	433	9	927	15	1559	21	1293
4	397	10	1109	16	1478	22	1081
5	388	11	1359	17	1503	23	888
6	417	12	1510	18	1519	24	712

Tabel 4.8 Karakteristik Turbin Angin Sistem Uji 2

Model	c	k	V_{in} (m/s)	V_r (m/s)	V_{out} (m/s)	W_r (MW)
V90-3.0	5.5	1.89	4	16	25	3

Tabel 4.9 Kecepatan Angin untuk Sistem Uji 2

Jam	v (m/s)	Jam	v (m/s)	Jam	v (m/s)	Jam	V (m/s)
1	9.9	7	18.3	13	11.9	19	4.9
2	13.7	8	15.5	14	11.7	20	5.5
3	13.2	9	5.7	15	9.8	21	4.9
4	14.1	10	9.9	16	7.6	22	9.7
5	17.0	11	12.7	17	4.4	23	11.2
6	15.2	12	12.4	18	4.8	24	12.1

Pembangkit energi terbarukan yang diintegrasikan adalah *wind farm* yang terdiri dari 30 turbin angin dengan kapasitas tiap turbin sebesar 3 MW. Karakteristik turbin angin dan kecepatan angin dijabarkan pada tabel 4.8 dan tabel 4.9.

4.2 Single-Objective Unit Commitment

Pada simulasi pertama ini hanya fungsi kuadrat dari biaya pembangkitan yang digunakan. Tabel 4.10 menunjukkan status unit yang beroperasi, biaya

pembangkitan dan emisi karbon yang dihasilkan pada tiap periode. Dari hasil yang didapat, hanya tiga unit pembangkit yang dioperasikan pada semua periode.

Untuk memastikan bahwa hasil yang didapat sesuai dengan batasan yang ditetapkan, maka dilakukan beberapa pemeriksaan. Pemeriksaan pertama adalah kombinasi pada periode pertama. Beban pada periode ini adalah 166 MW. *Spining reserve* yang diterapkan adalah sebesar 10% dari total beban sehingga kombinasi yang memungkinkan adalah kombinasi generator dengan total daya mampu lebih dari 182.6 MW. Dari 6 unit pembangkit ini telah dilakukan penyusunan state dan didapat sebanyak 64 state dengan daya minimum dan maksimum (terlampir). Dari data tersebut dapat dilihat state yang mungkin adalah dari state nomer 28 hingga nomer 64.

Tabel 4.10 Hasil Simulasi 1 (Biaya Minimum)

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	1	1	0	0	0	422.42	141.93
2	1	1	1	0	0	0	481.46	200.45
3	1	1	1	0	0	0	527.96	235.37
4	1	1	1	0	0	0	713.27	399.07
5	1	1	1	0	0	0	772.57	437.07
6	1	1	1	0	0	0	730.72	415.27
7	1	1	1	0	0	0	641.95	331.83
8	1	1	1	0	0	0	534.58	240.56
9	1	1	1	0	0	0	469.58	191.98
10	1	1	1	0	0	0	378.39	133.61
11	1	1	1	0	0	0	306.12	96.57
12	1	1	1	0	0	0	375.26	131.80
13	1	1	1	0	0	0	403.99	148.86
14	1	1	1	0	0	0	448.20	177.24
15	1	1	1	0	0	0	518.24	227.84
16	1	1	1	0	0	0	595.29	290.59
17	1	1	1	0	0	0	641.62	331.52
18	1	1	1	0	0	0	624.61	316.23
19	1	1	1	0	0	0	608.74	302.24
20	1	1	1	0	0	0	572.56	271.36
21	1	1	1	0	0	0	506.09	218.60
22	1	1	1	0	0	0	439.25	171.26
23	1	1	1	0	0	0	378.10	133.45
24	1	1	1	0	0	0	295.42	91.99
Total							12,386.39	5,636.68

Pada periode pertama ini *state* yang terpilih sebagai *state* terbaik adalah *state* nomer 52 dengan unit yang *commit* adalah U1, U2 dan U3. Untuk memastikan bahwa *state* nomer 52 adalah *state* terbaik, maka pada penelitian ini dilakukan pengujian tiap *state* yang mungkin pada periode pertama.

Tabel 4.11 Hasil Pengujian *State* yang mungkin pada Periode Pertama

State	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Fuel Cost (\$)	Start Cost (\$)	Total Cost (\$)
28	0	1	0	1	1	1	557.06	74.70	631.76
29	0	1	1	1	1	0	530.40	74.70	605.10
30	0	1	1	0	1	1	541.03	59.30	600.33
31	1	0	0	0	0	0	435.34	-	435.34
32	0	1	1	1	0	1	530.40	68.00	598.40
33	1	0	0	0	1	0	435.76	18.00	453.76
34	0	1	1	1	1	1	516.41	86.00	602.41
35	1	0	0	1	0	0	436.59	26.70	463.29
36	1	0	0	0	0	1	436.54	11.30	447.84
37	1	0	1	0	0	0	416.32	11.30	427.62
38	1	0	0	1	1	0	437.77	44.70	482.47
39	1	0	0	0	1	1	437.86	29.30	467.16
40	1	0	0	1	0	1	438.69	38.00	476.69
41	1	0	1	0	1	0	417.99	29.30	447.29
42	1	1	0	0	0	0	407.25	18.70	425.95
43	1	0	1	1	0	0	418.82	38.00	456.82
44	1	0	1	0	0	1	419.01	22.60	441.61
45	1	0	0	1	1	1	440.77	56.00	496.77
46	1	1	0	0	1	0	410.34	36.70	447.04
47	1	0	1	1	1	0	421.21	56.00	477.21
48	1	1	0	1	0	0	411.17	45.40	456.57
49	1	0	1	0	1	1	421.53	40.60	462.13
50	1	1	0	0	0	1	411.63	30.00	441.63
51	1	0	1	1	0	1	422.37	49.30	471.67
52	1	1	1	0	0	0	392.42	30.00	422.42
53	1	1	0	1	1	0	414.87	63.40	478.27
54	1	1	0	0	1	1	415.46	48.00	463.46
55	1	0	1	1	1	1	425.60	67.30	492.90
56	1	1	0	1	0	1	416.29	56.70	472.99
57	1	1	1	0	1	0	396.44	48.00	444.44
58	1	1	1	1	0	0	397.27	56.70	453.97
59	1	1	1	0	0	1	397.91	41.30	439.21
60	1	1	0	1	1	1	420.73	74.70	495.43
61	1	1	1	1	1	0	401.90	74.70	476.60
62	1	1	1	0	1	1	402.67	59.30	461.97
63	1	1	1	1	0	1	403.50	68.00	471.50
64	1	1	1	1	1	1	408.87	86.00	494.87

State yang mungkin adalah kombinasi operasi unit yang mampu memenuhi permintaan beban. Pada tiap *state* yang mungkin, dilakukan proses economic dispatch dari *state* nomer 28 hingga nomer 64. Sehingga totalnya ada 37 kali proses economic dispatch dengan kombinasi unit yang berbeda. Selain itu juga dilakukan perhitungan *start cost* berdasarkan *initial status* dari tiap unit. Biaya bahan bakar dan biaya penyalan kemudian dijumlahkan sehingga didapat biaya total pembangkitan. Hasil pengujian tiap *state* yang mungkin dijabarkan pada tabel 4.11. Pada tabel terlihat bahwa dengan kombinasi berbeda akan menghasilkan biaya bahan bakar yang berbeda. Dari data *initial status* diketahui bahwa hanya unit 1 yang beroperasi sebelumnya. Dengan beban sebesar 166 MW, maka jika hanya unit 1 yang beroperasi, *start cost* akan bernilai 0 karena tidak ada unit lain yang dinyalakan. Tetapi dari hasil yang didapat biaya total pembangkitan pada *state* 31 dengan hanya unit 1 yang beroperasi adalah 435.34 \$ dimana nilai tersebut masih lebih tinggi daripada *state* 52. Dari hasil yang diperoleh ini maka disini terbukti bahwa *state* 52 memiliki biaya total pembangkitan paling murah. Nilai daya yang dibangkitkan, biaya bahan bakar dan biaya penyalan tiap pengujian *state* dijabarkan secara rinci pada lampiran 2.

Validasi kedua adalah dengan melihat batasan *spinning reserve*. Dari data beban yang digunakan, beban tertinggi adalah pada periode ke 5 dengan nilai 283.4 MW. Dengan *spinning reserve* sebesar 10% maka *state* yang mungkin adalah *state* dengan pembangkitan lebih dari 311.74 MW. Artinya pada saat memenuhi permintaan beban sebesar 283.4 MW, kombinasi unit pembangkit harus mampu memenuhi jika terjadi perubahan beban hingga 311.74 MW. *State* yang terpilih pada periode 5 adalah *state* 52 dengan 3 unit yang beroperasi. Dan nilai daya maksimum yang mampu dibangkitkan dengan kombinasi ini adalah sebesar 330 MW. Dengan demikian pada beban tertinggi pun kombinasi yang diperiksa memenuhi batasan yang ditetapkan.

Hasil simulasi 1 ini juga dibandingkan dengan dua metode yang dikembangkan oleh peneliti lain yaitu menggunakan Modified Differential Evolution (MDE) [2] dan Shuffled Frog Leaping Algorithm (SFLA) [7]. Tabel 4.12 menunjukkan perbandingan hasil yang didapat dengan menggunakan cuckoo search dan dua metode tersebut.

Tabel 4.12 Perbandingan Hasil Simulasi 1 dengan Metode Lain

Parameter	MDE	SFLA	CS
Biaya Pembangkitan (\$/hari)	12,699.69	12,496	12,386.38
Emisi (kg/hari)	7,216.09	6,831	5,636.68

Dari hasil perbandingan dengan metode lain, penyelesaian masalah unit commitment mempertimbangkan biaya minimum menggunakan cuckoo search menghasilkan solusi yang lebih baik dimana biaya pembangkitan dan emisi lebih rendah daripada kedua metode yang dibandingkan.

4.3 Multi-Objective Unit Commitment dengan Max-Max Price Penalty Factor

Pada simulasi kedua ini ppf digunakan untuk menyederhanakan masalah multi-objective unit commitment menjadi single-objective unit commitment. Pada beberapa referensi yang menjadi rujukan, multi-objective unit commitment hanya mempertimbangkan max-max ppf sehingga masalah multi-objective unit commitment pada simulasi kedua ini mempertimbangkan max-max ppf.

Tabel 4.13 menunjukkan solusi yang didapat menggunakan algoritma cuckoo search. Seperti halnya pada simulasi pertama, biaya yang ditampilkan merupakan penjumlahan dari biaya pembangkitan dan biaya penyalan.

Dari hasil yang didapat, kombinasi unit pada simulasi kedua berbeda jika dibandingkan dengan simulasi pertama. Total biaya pembangkitan pada simulasi kedua naik sebesar 2.704%. Sedangkan emisi turun sebesar 10.93%.

Hasil simulasi kedua ini juga dibandingkan dengan kedua metode pada simulasi pertama yang ditunjukkan pada tabel 4.14. Semua metode berhasil menurunkan tingkat emisi karbon. Tetapi dengan berkurangnya emisi memberikan dampak yaitu terjadi sedikit kenaikan biaya pembangkitan. Dari perbandingan tersebut, penggunaan cuckoo search dalam menyelesaikan masalah multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf juga menghasilkan solusi lebih baik dibanding dua metode tersebut dengan solusi biaya pembangkitan dan emisi yang didapat lebih optimal.

Tabel 4.13 Hasil Simulasi 2 (Max-Max ppf)

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	1	0	0	0	0	428.11	135.30
2	1	1	1	0	0	0	498.29	186.13
3	1	1	1	0	0	0	535.66	215.61
4	1	1	1	1	0	0	756.57	322.85
5	1	1	1	1	0	0	788.28	362.05
6	1	1	1	1	0	0	747.60	334.36
7	1	1	1	1	0	0	657.25	277.58
8	1	1	1	0	0	0	542.60	219.96
9	1	1	1	0	0	0	474.62	178.94
10	1	1	0	0	0	0	394.60	126.37
11	1	1	0	0	0	0	318.63	85.12
12	1	1	0	0	0	0	391.30	124.41
13	1	1	0	0	0	0	421.64	142.86
14	1	1	0	0	0	0	468.52	173.46
15	1	1	1	0	0	0	536.76	209.28
16	1	1	1	0	0	0	606.61	261.73
17	1	1	1	0	0	0	655.74	295.62
18	1	1	1	0	0	0	637.68	282.98
19	1	1	1	0	0	0	620.85	271.39
20	1	1	1	0	0	0	582.59	245.72
21	1	1	1	0	0	0	512.74	201.49
22	1	1	1	0	0	0	443.09	161.23
23	1	1	0	0	0	0	394.30	126.19
24	1	1	0	0	0	0	307.42	79.74
Total							12,721.43	5,020.38

Tabel 4.14 Perbandingan Hasil Simulasi 2 dengan Metode Lain

Parameter	MDE	SFLA	CS
Biaya Pembangkitan (\$/hari)	13,563.54	13,614	12,721.43
Emisi (kg/hari)	6,769.42	6,126.4	5,020.38

4.4 Multi-Objective Unit Commitment dengan Price Penalty Factor yang Bervariasi

Pada bagian ini terdapat tiga jenis ppf yang digunakan untuk menyelesaikan masalah multi-objective unit commitment. Tujuan simulasi ketiga ini adalah untuk mengetahui pengaruh dari tiap jenis ppf yang digunakan. Pada simulasi kedua telah didapat solusi untuk masalah unit commitment dengan menggunakan Max-Max ppf. Pada simulasi ketiga ini didapatkan hasil dengan

mempertimbangkan tiga ppf lain. Selain itu juga dilakukan simulasi unit commitment dengan mempertimbangkan emisi terendah sehingga dapat dibandingkan nilai pembangkitan dan emisi dari hasil simulasi pertama, kedua dan ketiga.

Tabel 4.15 merupakan hasil penggunaan max-min ppf. Dari hasil tersebut, perhitungan biaya pembangkitan dan emisi yang didapat tidak memberikan penurunan nilai dibandingkan dengan single-objective unit commitment yang hanya mempertimbangkan biaya dan multi-objective unit commitment dengan mempertimbangkan max-max ppf. Biaya pembangkitan naik sebesar 11.03% dan emisi justru bertambah 19.17%.

Tabel 4.15 Hasil Simulasi 3a (Max-Min ppf)

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	0	0	0	0	0	435.34	187.51
2	1	0	0	0	1	0	556.16	255.82
3	1	0	0	1	1	0	613.82	287.20
4	1	0	0	1	1	1	796.56	424.54
5	1	0	1	1	1	0	836.47	446.79
6	1	0	1	1	1	0	779.86	429.67
7	1	0	1	0	1	0	690.08	385.39
8	1	0	0	0	0	1	607.33	316.35
9	1	0	0	0	0	1	525.27	242.82
10	1	0	0	0	0	0	419.52	172.70
11	1	0	0	0	0	0	338.34	104.04
12	1	0	0	0	0	0	416.00	169.46
13	1	0	0	0	0	0	448.38	200.04
14	1	0	0	0	1	0	520.09	220.66
15	1	0	0	0	1	0	578.20	297.29
16	1	1	0	0	0	0	641.02	349.49
17	1	1	0	1	0	0	703.18	380.23
18	1	0	0	1	1	0	709.78	380.61
19	1	0	0	1	1	0	673.12	375.49
20	1	0	1	0	0	0	625.36	346.78
21	1	0	0	0	0	1	576.26	283.13
22	1	0	0	0	1	0	510.42	211.59
23	1	0	0	0	1	0	426.55	154.52
24	1	0	0	0	0	0	326.35	95.03
Total							13,753.48	6,717.15

Tabel 4.16 Hasil Simulasi 3b (Min-Max ppf)

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	1	1	0	0	0	423.22	137.80
2	1	1	1	0	0	0	483.19	190.97
3	1	1	1	0	0	0	530.29	222.38
4	1	1	1	0	0	0	718.63	368.11
5	1	1	1	0	0	0	777.51	419.29
6	1	1	1	0	0	0	736.40	383.31
7	1	1	1	0	0	0	646.03	308.48
8	1	1	1	0	0	0	537.00	227.04
9	1	1	1	0	0	0	471.17	183.33
10	1	1	1	0	0	0	379.07	130.34
11	1	1	1	0	0	0	306.23	96.32
12	1	1	1	0	0	0	375.91	128.71
13	1	1	1	0	0	0	404.89	144.15
14	1	1	1	0	0	0	449.55	169.98
15	1	1	1	0	0	0	520.44	215.63
16	1	1	1	0	0	0	598.61	271.77
17	1	1	1	0	0	0	645.69	308.20
18	1	1	1	0	0	0	628.40	294.61
19	1	1	1	0	0	0	612.27	282.15
20	1	1	1	0	0	0	575.53	254.61
21	1	1	1	0	0	0	508.13	207.32
22	1	1	1	0	0	0	440.50	164.55
23	1	1	1	0	0	0	378.78	130.19
24	1	1	1	0	0	0	295.50	91.87
Total							12,442.96	5,331.09

Simulasi selanjutnya adalah multi-objective unit commitment mempertimbangkan min-max ppf. Tabel 4.16 menampilkan hasil simulasi multi-objective unit commitment menggunakan min-max ppf. Kombinasi unit yang didapat pada simulasi ini sama persis dengan hasil simulasi pertama. Tetapi biaya pembangkitan dan jumlah emisi yang dikeluarkan berbeda. Dengan menggunakan min-max ppf emisi berkurang hingga 4.56% sedangkan biaya pembangkitan naik sebesar 5.42% dibanding simulasi pertama.

Kemudian terdapat simulasi menggunakan min-min ppf yang ditunjukkan pada tabel 4.17. Penggunaan min-min ppf tidak memberikan hasil yang lebih baik daripada unit commitment yang hanya mempertimbangkan biaya minimum. Biaya pembangkitan naik sebesar 5.69% dan emisi juga naik sebesar 17.39%. Sedikit lebih baik daripada max-min ppf, tetapi juga tidak memberikan hasil yang optimal.

Tabel 4.17 Hasil Simulasi 3c (Min-Min ppf)

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	0	0	0	0	0	435.34	187.51
2	1	0	1	0	0	0	524.46	253.90
3	1	0	1	0	0	0	563.80	306.76
4	1	1	1	0	0	0	734.70	403.29
5	1	1	1	0	0	0	777.01	430.67
6	1	1	1	0	0	0	733.77	410.96
7	1	1	1	0	0	0	649.70	377.68
8	1	0	1	0	0	0	571.03	314.61
9	1	0	1	0	0	0	500.27	241.08
10	1	0	0	0	0	0	419.52	172.70
11	1	0	0	0	0	0	338.34	104.04
12	1	0	0	0	0	0	416.00	169.46
13	1	0	0	0	0	0	448.38	200.04
14	1	0	1	0	0	0	488.39	218.74
15	1	0	1	0	0	0	553.20	295.37
16	1	1	0	0	0	0	641.02	349.49
17	1	1	0	0	0	0	665.23	369.93
18	1	1	0	0	0	0	648.80	361.58
19	1	1	0	0	0	0	634.18	354.66
20	1	1	0	0	0	0	603.44	342.21
21	1	1	0	0	0	0	535.96	278.40
22	1	1	0	0	0	0	463.42	206.68
23	1	0	0	0	0	0	419.20	172.40
24	1	0	0	0	0	0	326.35	95.03
Total							13,091.50	6,617.18

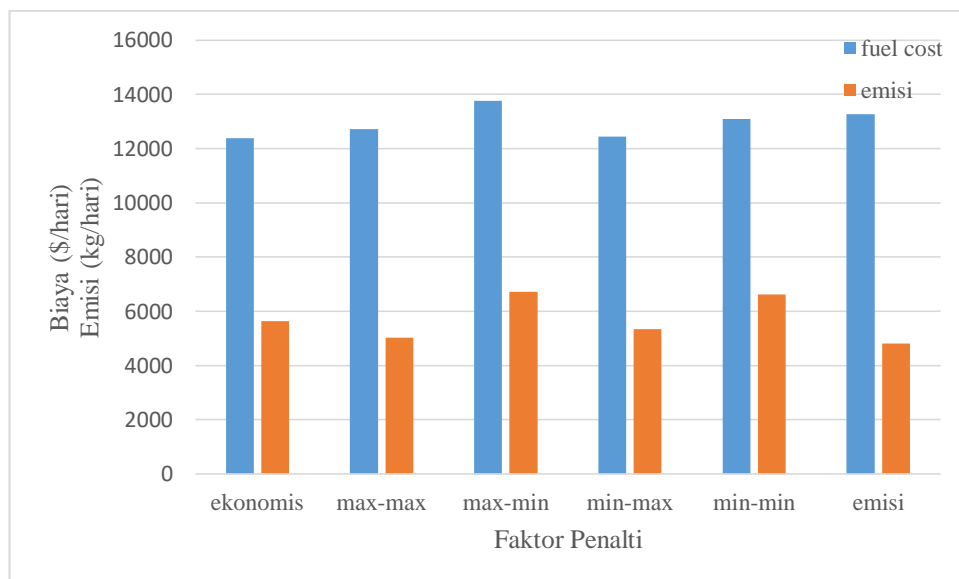
Selain itu juga disimulasikan unit commitment yang hanya mempertimbang satu fungsi objektif yaitu fungsi emisi. Pada tabel 4.18 dijabarkan solusi unit commitment dengan hanya mempertimbangkan fungsi emisi saja.

Dengan adanya simulasi unit commitment yang hanya mempertimbangkan emisi, maka dapat diketahui emisi paling minimum yang mampu dicapai sistem. Emisi turun hingga 14.58%. Penurunan emisi ini memberikan dampak kenaikan biaya pembangkitan sebesar 7.12%.

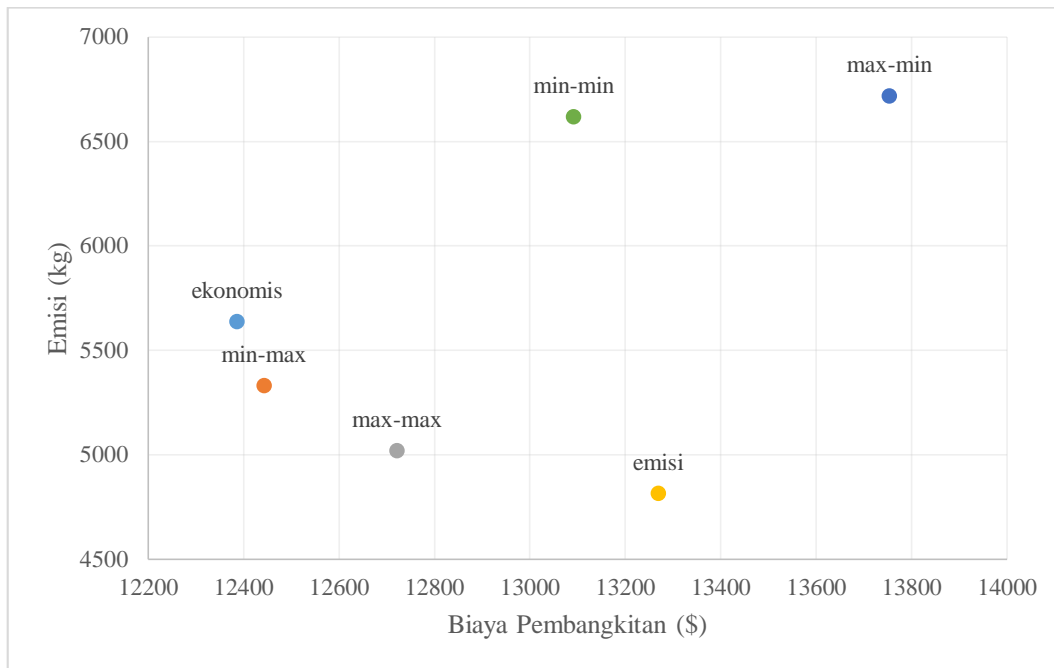
Dari hasil simulasi pertama hingga ketiga terdapat 6 solusi yang berbeda sehingga dapat dibandingkan ppf mana yang paling unggul dalam meminimalkan emisi dan yang paling unggul dalam meminimalkan biaya. Dari simulasi yang telah dilakukan, nilai biaya pembangkitan dan emisi disajikan dalam bentuk diagram pada gambar 4.2.

Tabel 4.18 Hasil Simulasi 3d (Fungsi objektif emisi)

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	1	0	0	0	0	429.26	135.11
2	1	1	1	0	0	0	517.62	181.11
3	1	1	1	0	0	0	560.93	209.15
4	1	1	1	0	0	1	788.49	311.26
5	1	1	1	0	0	1	843.56	349.14
6	1	1	1	0	0	1	797.11	322.47
7	1	1	1	0	0	1	696.93	267.67
8	1	1	1	0	0	1	573.89	208.71
9	1	1	1	0	0	0	492.53	174.27
10	1	1	0	0	0	0	395.54	126.22
11	1	1	0	0	0	0	318.83	85.10
12	1	1	0	0	0	0	392.20	124.27
13	1	1	0	0	0	0	422.96	142.65
14	1	1	0	0	0	0	470.60	173.11
15	1	1	1	0	0	0	560.74	203.13
16	1	1	1	0	0	1	655.07	241.14
17	1	1	1	0	0	1	696.56	267.47
18	1	1	1	0	0	1	677.71	257.63
19	1	1	1	0	0	1	659.36	248.64
20	1	1	1	0	0	1	617.51	228.72
21	1	1	1	0	0	1	541.39	194.34
22	1	1	1	0	0	0	457.59	157.39
23	1	1	0	0	0	0	395.24	126.04
24	1	1	0	0	0	0	307.56	79.73
Total							13,269.19	4,814.46



Gambar 4.2 Diagram Perbandingan Hasil dengan Faktor Penalti Bervariasi



Gambar 4.3 Nilai Biaya Pembangkitan terhadap Emisi

Gambar 4.3 menampilkan perbandingan biaya pembangkitan dan emisi yang didapat. Penurunan emisi berdampak pada naiknya biaya pembangkitan. Tetapi pada penggunaan max-min ppf dan min-min ppf tidak terjadi penurunan emisi dan biaya pembangkitan juga tidak minimum.

Dari semua ppf yang diuji, tipe max-max menghasilkan solusi dengan emisi paling rendah. Sedangkan tipe min-max menghasilkan solusi dengan emisi lebih tinggi daripada max-max tetapi biaya lebih murah. Jika diurutkan dari biaya paling murah adalah objektif tunggal sisi ekonomis, min-max ppf, max-max ppf dan objektif tunggal sisi emisi. Pada penelitian multi-objective economic dispatch yang membandingkan max-max dan min-max ppf dengan data yang sama juga memberikan hasil serupa yaitu max-max ppf menurunkan emisi lebih daripada min-max ppf [16].

Untuk ppf tipe max-min dan min-min menghasilkan solusi yang tidak baik. Biaya lebih tinggi dan emisi juga tidak berkurang. Pada max-min fungsi emisi merupakan *denominator* (penyebut) dan fungsi biaya sebagai *numerator* (pembilang) sehingga dengan nilai biaya yang maksimum dibagi emisi minimum akan menghasilkan pembobotan yang besar untuk emisi. Dan untuk kasus

menggunakan min-min nilai-nilai koefisien emisi menyebabkan fungsi emisi terlalu rendah.

Tabel 4.19 menampilkan hasil perhitungan fungsi biaya dan fungsi emisi dengan daya maksimum dan minimum tiap unit. Disini terlihat emisi minimum untuk unit 1 bernilai negatif. Hal tersebut menyebabkan ppf dengan penyebut adalah emisi minimum akan bernilai negatif seperti yang ditunjukkan tabel 4.20.

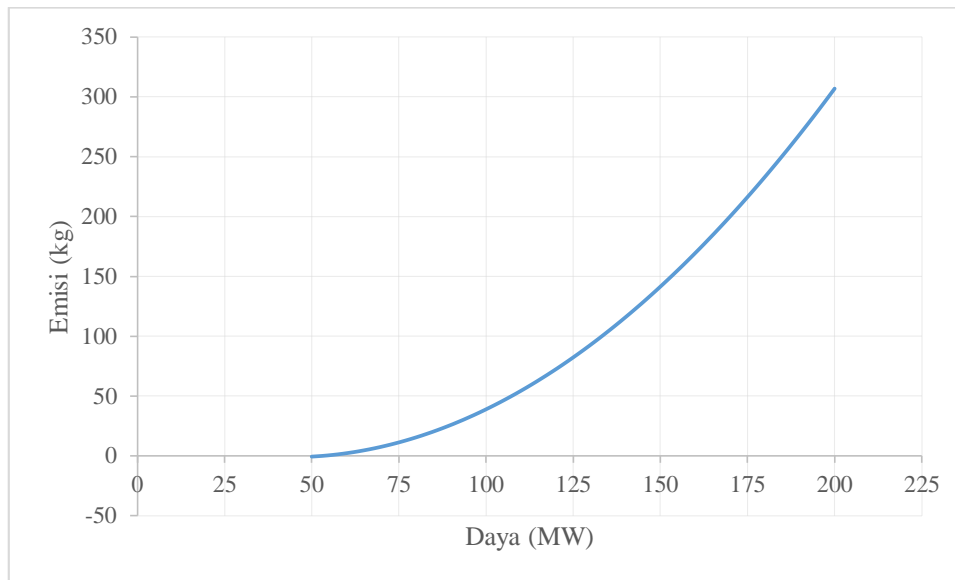
Nilai max-min ppf dan min-min ppf untuk unit 1 bernilai negatif. Hal tersebut dikarenakan emisi minimum untuk unit 1 bernilai negatif seperti yang ditampilkan pada gambar 4.4. Persamaan emisi pada unit 1 dengan daya minimumnya bernilai -0.6. Daya minimum dari unit 1 adalah 50 MW. Persamaan emisi unit 1 ini akan mendapatkan nilai positif mulai dari daya 54 MW hingga daya maksimum. Dengan demikian persamaan emisi unit 1 tidak dapat merepresentasikan emisi yang dihasilkan karena tiap unit pembangkit termal tidak mungkin memiliki emisi negatif pada saat beroperasi pada batas minimumnya.

Tabel 4.19 Fungsi Biaya dan Emisi dengan Batas Daya Unit

Unit	Biaya Max (\$)	Biaya Min (\$)	Emisi Max (kg)	Emisi Min (kg)
1	550	109.37	306.9	-0.6
2	248	41	145.31	31.31
3	206.25	29.06	88	30.07
4	123.97	33.33	60.37	27.76
5	112.5	32.5	50.68	27.56
6	160	39.6	68.46	29.14

Tabel 4.20 Price penalty factor tiap unit

Unit	Max-Max ppf (\$/kg)	Max-Min ppf (\$/kg)	Min-Max ppf (\$/kg)	Min-Min ppf (\$/kg)
1	1.7921	-916.6667	0.3564	-182.2917
2	1.7067	7.9208	0.2822	1.3095
3	2.3438	6.8579	0.3303	0.9663
4	2.0534	4.4657	0.5521	1.2008
5	2.2198	4.0820	0.6413	1.1792
6	2.3371	5.4903	0.5784	1.3588



Gambar 4.4 Karakteristik Emisi Unit 1

Dengan ppf unit 1 negatif maka fungsi objektif menjadi tidak akurat. Program akan mengambil memilih unit 1 sebagai unit dengan $OF(P_i^t)$ paling minimum karena bernilai negatif. Nilai negatif lebih kecil daripada nilai positif. Maka dari itu pada beberapa periode dari hasil simulasi dengan max-min ppf yang hanya mengoperasikan unit 1.

Emisi dengan daya minimum sebagai penyebut akan menyebabkan pembobotan menjadi besar. Jadi penggunaan fungsi emisi minimum sebagai penyebut pada faktor penalti akan menghasilkan solusi yang tidak optimal.

4.5 Multi-Objective Unit Commitment dengan Integrasi Energi Terbarukan (*Wind Farm*)

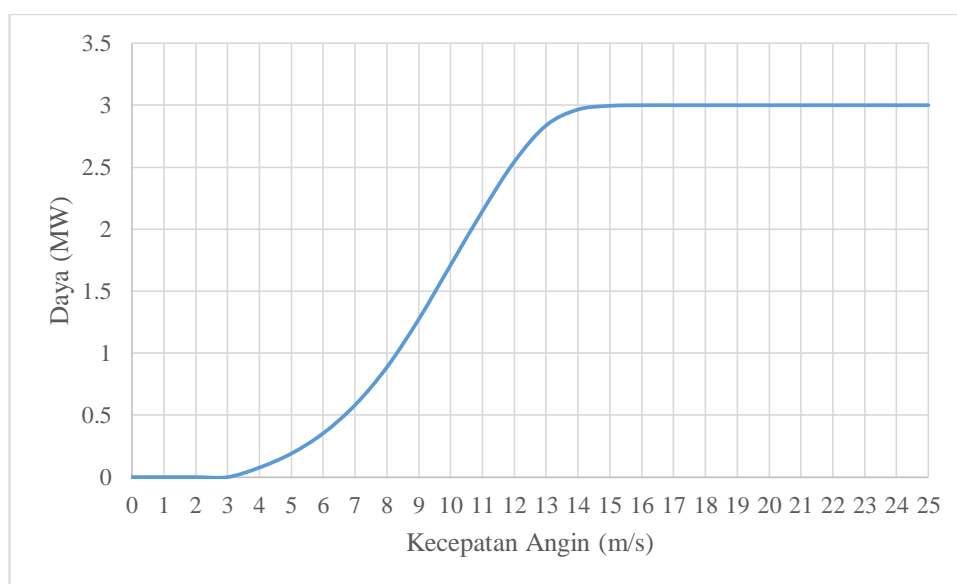
Pada bagian simulasi terakhir ini menggunakan sistem uji kedua yang memiliki data-data *wind farm* yang dapat diintegrasikan dengan sistem termal.

Daya keluaran pembangkit angin bergantung pada kecepatan angin. Daya keluaran tiap turbin angin berbeda tergantung karakteristik turbin yang digunakan. Dengan menggunakan pendekatan persamaan 2.12 maka didapat karakteristik daya keluaran angin yang ditampilkan pada gambar 4.5. Penelitian ini menggunakan pendekatan daya linier pada kecepatan angin diantara *cut-in speed* dan *rated speed*. Adapun daya keluaran angin selama 24 jam yang dijabarkan pada tabel 4.21. Dari daya keluaran yang didapat terlihat *wind farm* selalu menghasilkan daya. Hal

tersebut dikarenakan kecepatan angin terendah masih lebih tinggi daripada *cut-in speed* turbin angin yang digunakan. Pada hari lain, kecepatan angin dapat berbeda bergantung berbagai faktor seperti musim, cuaca dan lain-lain.

Sebelum melakukan penyelesaian masalah unit commitment dengan integrasi *wind farm*, juga perlu diketahui biaya operasi dari *wind farm*. Pembangkit angin memang memanfaatkan energi kinetik dari angin yang bebas biaya bahan bakar, tetapi tiap turbin angin memiliki biaya operasi.

Biaya operasi dari turbin angin dihitung berdasarkan *annual cost* (\$/tahun) dibagi *annual energy* (MWh/tahun). Untuk mendapatkan *annual cost*, maka dilakukan perkiraan *capital cost* [13] yang dijabarkan pada tabel 4.22.



Gambar 4.5 Karakteristik Daya Turbin Angin

Tabel 4.21 Daya Keluaran *Wind Farm*

Jam	Pwind (MW)	Jam	Pwind (MW)	Jam	Pwind (MW)	Jam	Pwind (MW)
1	48.8	7	90.0	13	71.1	19	4.0
2	84.6	8	85.8	14	69.8	20	5.9
3	81.8	9	7.3	15	47.6	21	4.0
4	86.0	10	48.8	16	22.7	22	47.2
5	90.0	11	78.1	17	3.2	23	64.2
6	86.5	12	75.8	18	3.7	24	73.6

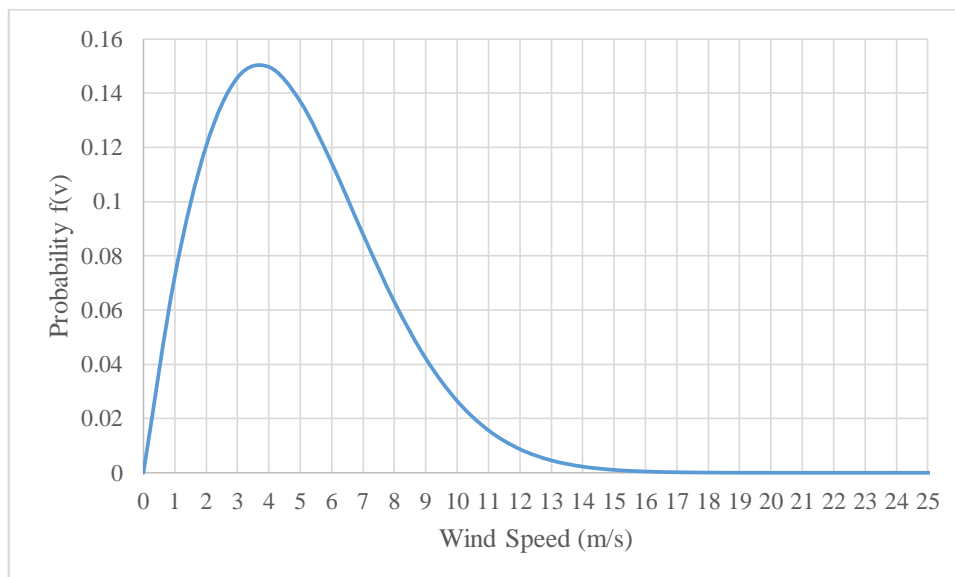
Tabel 4.22 *Capital Cost*

Komponen	Nilai (\$)	Persentase (%)
Turbine, sparepart	84,275,280.00	0.888
Site prep, grid connection	6,861,000.00	0.072
Interest during constuction, contingencies	2,635,500.00	0.028
Project development, feasibility study	723,750.00	0.008
Engineering	458,250.00	0.005
Total capital cost	94,953,789.00	1

Pada beberapa turbin angin *annual cost* untuk 1 tahun bernilai $\pm 3\%$ dari *capital cost* dan tidak lebih dari 4%. Persentasi tersebut merupakan pendekatan. Secara aktual terdapat beberapa komponen *annual cost* seperti *part and labor*, asuransi, kontingensi, sewa lahan, pajak, perawatan dan lain-lain. Dengan asumsi persentasi 3% maka nilai *annual cost* adalah sebagai berikut.

$$\text{annual cost} = \frac{(\$94,953,789.00 * 0.03)}{\text{tahun}} = \$2,848,613.70/\text{tahun}$$

Selanjutnya adalah menentukan *annual energy* dari *wind farm* yang digunakan. Untuk mendapatkan *annual energy* diperlukan nilai kecepatan rata-rata pada area terpasang *wind farm*. Kecepatan rata-rata dapat dihitung dengan menggunakan Weibull *probability density function* (pdf).

Gambar 4.6 Weibull pdf dengan $c=5.5$ dan $k=1.89$

Dengan menggunakan persamaan Weibull pdf maka akan didapat fraksi jam untuk tiap kecepatan angin. Fraksi tersebut menunjukkan potensi dari tiap kecepatan angin seperti yang ditampilkan pada gambar 4.5. Tiap fraksi tersebut kemudian dikalikan dengan tiap kecepatan angin. Jumlah dari perkalian tiap fraksi dan kecepatan angin merupakan kecepatan angin rata-rata untuk area wind farm.

Dari tabel didapat kecepatan rata-rata adalah 4.88 m/s. Jika dilihat pada gambar, kecepatan angin yang mempunyai potensi paling tinggi adalah kecepatan angin 4 m/s dan 5 m/s. Hal tersebut berdasarkan karakteristik *wind farm* dengan *scale factor* dari distribusi Weibull $c=5.5$ dan *shape factor* $k=1.89$.

Tabel 4.23 Weibull pdf pada tiap kecepatan angin

v (m/s)	$f(v)$	$v*f(v)$
0	0	0
1	0.07242	0.07241996
2	0.120478	0.24095517
3	0.145779	0.43733581
4	0.149662	0.59864716
5	0.136948	0.68474017
6	0.114237	0.68542371
7	0.087952	0.61566281
8	0.062978	0.50382501
9	0.042157	0.37941265
10	0.026477	0.26476964
11	0.015645	0.1720918
12	0.008715	0.10458315
13	0.004585	0.05960436
14	0.002281	0.03193393
15	0.001074	0.01611521
16	0.00048	0.00767249
17	0.000203	0.00345104
18	8.16E-05	0.00146821
19	3.11E-05	0.00059141
20	1.13E-05	0.00022576
21	3.89E-06	8.1732E-05
22	1.28E-06	2.8082E-05
23	3.98E-07	9.1631E-06
24	1.18E-07	2.841E-06
25	3.35E-08	8.3738E-07
Total	1	4.88105209

Pada datasheet Vestas terdapat beberapa nilai *annual energy* bergantung pada kecepatan angin rata-rata. Dalam hal ini di asumsikan kecepatan angin rata-rata dibulatkan menjadi 5 m/s sehingga didapat *annual energy* untuk sistem yang digunakan adalah sebesar 120120 MWh per tahun. Maka biaya operasi dapat ditentukan melalui persamaan berikut.

$$\text{operational cost} = \frac{2,848,613.70 \text{ \$/tahun}}{120,120.00 \text{ MWh/tahun}} = 23.7 \text{ \$/MWh}$$

Pada sistem uji dengan integrasi *wind farm* dilakukan empat simulasi yaitu unit commitment mempertimbangkan biaya minimum, multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf, unit commitment mempertimbangkan biaya minimum dengan integrasi *wind farm*, dan multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf dengan integrasi *wind farm*.

Dengan melakukan beberapa simulasi tersebut maka dapat dibandingkan solusi dari masalah single-objective dan multi-objective serta masalah tanpa integrasi dan dengan integrasi *wind farm*. Sub bab ini fokus pada penyelesaian masalah unit commitment dengan integrasi *wind farm*. Solusi dari dua simulasi masalah unit commitment tanpa integrasi *wind farm* dengan sistem uji kedua dijabarkan pada lampiran.

Simulasi masalah dengan integrasi *wind farm* yang pertama adalah dengan hanya mempertimbangkan biaya. Berbeda dengan simulasi sebelumnya, hasil pada simulasi ini terdapat data status dan biaya operasi dari pembangkit angin. Total biaya terdiri dari biaya bahan bakar pembangkit termal yang beroperasi, biaya penyalan dan pemadaman pembangkit termal dan biaya operasi dari *wind farm*. Status unit untuk simulasi unit commitment mempertimbangkan biaya dengan integrasi *wind farm* dijabarkan pada tabel 4.24.

Penyelesaian masalah dengan integrasi *wind farm* dilakukan dengan memanfaatkan seluruh potensi *wind farm*. Dari perhitungan daya *wind farm* sebelumnya diketahui bahwa *wind farm* menghasilkan daya pada tiap periode. Adapun jika terjadi kemungkinan terburuk yaitu *wind farm* tidak menghasilkan daya maka kombinasi unit termal tetap mampu memenuhi permintaan beban karena program dibangun untuk memilih kombinasi unit termal berdasarkan permintaan

beban ditambah *spinning reserve* bukan berdasarkan permintaan beban setelah dikurangi daya *wind farm*.

Dari solusi yang diperoleh, unit yang beroperasi lebih dari satu unit. Pada periode 12, program yang dibangun memilih untuk mengoperasikan seluruh unit. Jika dihitung, kombinasi pada periode 11 memiliki daya maksimum sebesar 1530 MW tanpa tambahan *wind farm* masih mampu memenuhi beban pada periode 12 sebesar 1510 MW. Bahkan setelah dikurangi daya *wind farm* permintaan beban menjadi 1447.1 MW saja. Tetapi program memilih menyalakan seluruh unit karena mempertimbangkan permintaan beban ditambah *spinning reserve* sebesar 10% yaitu 1683 MW agar sistem tetap mampu memenuhi permintaan beban jika *wind farm* tidak menghasilkan daya serta terjadi kenaikan beban pada periode tersebut.

Tabel 4.24 Hasil Simulasi Unit Commitment mempertimbangkan Biaya Minimum dengan Integrasi *Wind Farm*

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	UW	Total Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	0	1	1	0	0	1	19,612.08	526,345.73
2	1	0	1	1	0	0	1	16,935.93	512,976.99
3	1	0	1	1	0	0	1	15,508.66	506,299.48
4	1	0	1	1	0	0	1	15,011.52	491,849.21
5	1	0	1	1	0	0	1	14,971.93	483,354.43
6	1	0	1	1	0	0	1	15,230.39	504,387.53
7	1	0	1	1	0	0	1	18,168.54	518,397.04
8	1	0	1	1	0	0	1	21,637.00	535,904.04
9	1	1	1	1	0	0	1	23,027.08	973,712.42
10	1	1	1	1	0	0	1	25,977.95	987,169.32
11	1	1	1	1	0	1	1	35,878.36	1,076,143.23
12	1	1	1	1	1	1	1	42,012.83	1,054,645.94
13	1	1	1	1	1	1	1	37,289.87	1,064,126.96
14	1	1	1	1	1	1	1	37,962.04	1,068,600.34
15	1	1	1	1	1	1	1	36,363.33	1,062,364.11
16	1	1	1	1	1	1	1	34,594.94	1,056,745.97
17	1	1	1	1	1	1	1	35,066.60	1,061,198.30
18	1	1	1	1	1	1	1	35,405.18	1,062,756.55
19	1	1	1	1	1	1	1	35,680.57	1,064,036.18
20	1	1	1	1	1	1	1	34,234.43	1,056,925.45
21	1	1	1	1	1	1	1	30,733.37	1,040,167.10
22	1	1	1	1	1	1	1	26,954.54	984,080.13
23	1	1	1	1	1	1	1	24,886.19	865,909.16
24	1	1	0	1	1	1	1	22,633.95	568,566.28
Total								655,777.25	20,126,661.90

Pada periode selanjutnya, seluruh unit tetap dioperasikan. Hal tersebut dikarenakan pertimbangan waktu minimum menyala dari unit serta dari sisi ekonomis. Pada sistem uji yang digunakan terdapat nilai biaya pemadaman. Mengoperasikan unit lebih murah daripada memadamkannya. Dan dengan metode economic dispatch maka pembangkit termurah akan mendapatkan porsi beban terbanyak, sehingga biaya yang didapat menjadi minimum. Permintaan beban dari periode 12 hingga 22 juga relatif tinggi sehingga program tetap mengoperasikan seluruh unit. Dan pada periode 24 beban turun cukup jauh, satu unit pembangkit dimatikan karena mengoperasikan lima unit dan mengeluarkan biaya pemadaman lebih murah daripada mengkombinasikan seluruh unit untuk beroperasi.

Tabel 4.25 Biaya Tiap Unit pada Masalah Unit Commitment Mempertimbangkan Biaya Minimum dengan Integrasi *Wind Farm*

Jam	Fuel Cost (\$)	Wind Cost (\$)	Start Shut Cost (\$)	Total Biaya (\$)
1	17,655.52	1,156.56	800.00	19,612.08
2	14,930.91	2,005.02	-	16,935.93
3	13,570.00	1,938.66	-	15,508.66
4	12,973.32	2,038.20	-	15,011.52
5	12,838.93	2,133.00	-	14,971.93
6	13,180.34	2,050.05	-	15,230.39
7	16,035.54	2,133.00	-	18,168.54
8	19,603.54	2,033.46	-	21,637.00
9	22,134.07	173.01	720.00	23,027.08
10	24,821.39	1,156.56	-	25,977.95
11	29,767.39	1,850.97	4,260.00	35,878.36
12	33,616.37	1,796.46	6,600.00	42,012.83
13	35,604.80	1,685.07	-	37,289.87
14	36,544.78	1,417.26	-	37,962.04
15	35,235.21	1,128.12	-	36,363.33
16	34,056.95	537.99	-	34,594.94
17	34,990.76	75.84	-	35,066.60
18	35,317.49	87.69	-	35,405.18
19	35,585.77	94.80	-	35,680.57
20	34,094.60	139.83	-	34,234.43
21	30,638.57	94.80	-	30,733.37
22	25,835.90	1,118.64	-	26,954.54
23	23,364.65	1,521.54	-	24,886.19
24	17,889.63	1,744.32	3,000.00	22,633.95
Total	610,286.40	30,110.85	15,380.00	655,777.25

Total biaya pembangkitan terdiri atas biaya bahan bakar pembangkit termal, biaya operasi turbin angin, biaya penyalan dan biaya pemadaman seperti yang dijabarkan pada tabel 4.25. Dalam menentukan nilai biaya paling minimum, program akan membandingkan biaya bahan bakar tiap kombinasi yang mungkin ditambah dengan biaya penyalan dan pemadaman. Pada tiap kombinasi yang mungkin dilakukan proses evaluasi waktu minimum nyala dan padam. Kemudian dilakukan perhitungan pembagian pembebanan. Jika pada kombinasi terdapat unit yang dioperasikan maka akan ada biaya penyalan dengan kriteria seperti pada persamaan 2.11. Begitu juga ketika terdapat unit yang dipadamkan. Penjumlahan biaya bahan bakar dan biaya penyalan pemadaman kemudian ditambahkan lagi dengan biaya operasi dari *wind farm*.

Tabel 4.26 Hasil Simulasi Multi-objective Unit Commitment mempertimbangkan Max-Max ppf dengan Integrasi *Wind Farm*

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	UW	Total Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	0	1	1	0	0	1	19,612.08	526,345.73
2	1	0	1	1	0	0	1	16,935.93	512,976.99
3	1	0	1	1	0	0	1	15,508.66	506,299.48
4	1	0	1	1	0	0	1	15,011.52	491,849.21
5	1	0	1	1	0	0	1	14,971.93	483,354.43
6	1	1	0	1	0	0	1	16,057.39	467,284.43
7	1	1	0	1	0	0	1	15,275.54	481,293.94
8	1	1	0	1	0	1	1	23,493.89	565,910.24
9	1	1	0	1	1	1	1	30,339.12	596,206.82
10	1	1	0	1	1	1	1	27,689.78	610,370.53
11	1	1	1	1	1	1	1	36,827.15	1,039,370.34
12	1	1	1	1	1	1	1	35,413.06	1,054,611.32
13	1	1	1	1	1	1	1	37,290.02	1,064,099.82
14	1	1	1	1	1	1	1	37,962.12	1,068,587.70
15	1	1	1	1	1	1	1	36,363.49	1,062,335.60
16	1	1	1	1	1	1	1	34,595.15	1,056,713.03
17	1	1	1	1	1	1	1	35,066.77	1,061,168.87
18	1	1	1	1	1	1	1	35,405.34	1,062,728.34
19	1	1	1	1	1	1	1	35,680.72	1,064,008.97
20	1	1	1	1	1	1	1	34,234.64	1,056,892.65
21	1	1	1	1	1	1	1	30,733.37	1,040,167.10
22	1	1	1	1	1	1	1	26,954.54	984,080.13
23	1	1	0	1	1	1	1	26,100.06	586,666.44
24	1	0	0	1	1	1	1	21,006.13	324,714.75
Total								658,528.40	18,768,036.86

Simulasi selanjutnya adalah multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf dengan integrasi *wind farm*. Solusi yang didapat ditampilkan pada tabel 4.6. Seperti pada simulasi sebelumnya seluruh potensi daya output *wind farm* dimanfaatkan sehingga status selalu beroperasi. Kombinasi unit yang didapat berbeda dengan unit commitment yang hanya mempertimbangkan biaya minimum.

Pada proses pemilihan kombinasi, biaya penyalaan dan biaya pemadaman juga diperhitungkan. Sehingga jika kombinasi memiliki emisi yang rendah, tetapi dari sisi ekonomis memiliki biaya penyalaan dan pemadaman yang tinggi maka kombinasi tersebut tidak akan dipilih. Adapun komponen biaya pembangkitan pada masalah ini dipaparkan pada tabel 4.27.

Tabel 4.27 Biaya Tiap Unit pada Masalah Multi-objective Unit Commitment Mempertimbangkan Max-Max ppf dengan Integrasi *Wind Farm*

Jam	Fuel Cost (\$)	Wind Cost (\$)	Start Shut Cost (\$)	Total Biaya (\$)
1	17,655.52	1,156.56	800.00	19,612.08
2	14,930.91	2,005.02	-	16,935.93
3	13,570.00	1,938.66	-	15,508.66
4	12,973.32	2,038.20	-	15,011.52
5	12,838.93	2,133.00	-	14,971.93
6	10,287.34	2,050.05	3,720.00	16,057.39
7	13,142.54	2,133.00	-	15,275.54
8	17,200.43	2,033.46	4,260.00	23,493.89
9	23,566.11	173.01	6,600.00	30,339.12
10	26,533.22	1,156.56	-	27,689.78
11	30,476.18	1,850.97	4,500.00	36,827.15
12	33,616.60	1,796.46	-	35,413.06
13	35,604.95	1,685.07	-	37,290.02
14	36,544.86	1,417.26	-	37,962.12
15	35,235.37	1,128.12	-	36,363.49
16	34,057.16	537.99	-	34,595.15
17	34,990.93	75.84	-	35,066.77
18	35,317.65	87.69	-	35,405.34
19	35,585.92	94.80	-	35,680.72
20	34,094.81	139.83	-	34,234.64
21	30,638.57	94.80	-	30,733.37
22	25,835.90	1,118.64	-	26,954.54
23	21,578.52	1,521.54	3,000.00	26,100.06
24	16,261.81	1,744.32	3,000.00	21,006.13
Total	602,537.55	30,110.85	25,880.00	658,528.40

Tabel 4.28 Perbandingan Unit Commitment dengan beberapa Masalah

Tipe Masalah	Biaya Pembangkitan (\$/hari)	Emisi (kg/hari)
Unit Commitment mempertimbangkan biaya minimum	648,218.54	20,873,037.62
Multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf	653,114.72	19,497,994.07
Unit Commitment mempertimbangkan biaya minimum dengan integrasi <i>wind farm</i>	655,777.25	20,126,661.90
Multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf dengan integrasi <i>wind farm</i>	658,528.40	18,768,036.86

Disini terlihat terdapat beberapa nilai biaya pembangkitan yang sama dengan simulasi sebelumnya. Hal tersebut dapat terjadi karena karakter biaya dan emisi unit pada kombinasi yang terpilih mirip. Misalnya pada periode pertama, unit yang beroperasi adalah U1, U3 dan U4. Pada masalah unit commitment mempertimbangkan biaya U1 dan U3 lebih murah pada saat dioperasikan secara optimal. Dan pada masalah multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max, nilai emisi dalam kg/MW dari unit U1 dan U3 juga lebih rendah pada saat dioperasikan secara optimal. Sehingga nilai daya yang dibangkitkan juga sama, karena unit yang dioperasikan secara optimal sama.

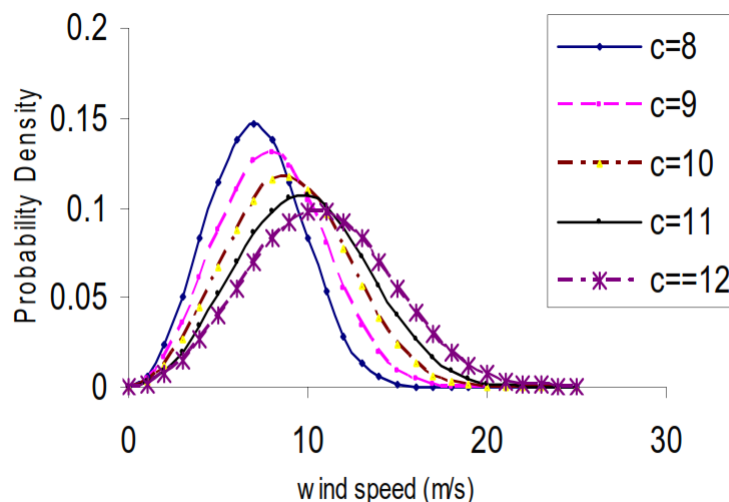
Jika dibandingkan, semua masalah yang diselesaikan menghasilkan kombinasi unit yang berbeda. Penggunaan faktor penalti memberikan penurunan emisi baik pada sistem tanpa integrasi maupun dengan integrasi dari *wind farm*. Tetapi penggunaan faktor penalti juga menyebabkan kenaikan total biaya pembangkitan. Hasil total biaya pembangkitan dan emisi tiap masalah dijabarkan pada tabel 4.28.

Pada penggunaan max-max ppf menghasilkan penurunan emisi sebesar 6.58% dan terjadi kenaikan biaya pembangkitan sebesar 0.75% seperti pada hasil simulasi kedua dibandingkan dengan unit commitment dengan biaya minimum. Kemudian pada unit commitment mempertimbangkan biaya dengan integrasi *wind farm*, penurunan emisi sedikit lebih rendah yaitu 3.58% dan terjadi kenaikan biaya yang lebih tinggi hingga 1.17%. Dan terakhir multi-objective unit commitment

menggunakan max-max ppf dengan integrasi *wind farm* memberikan hasil penurunan emisi terbesar yaitu 10.08%, tetapi juga terjadi kenaikan biaya pembangkitan sebesar 1.59%.

Disini terlihat bahwa integrasi *wind farm* pada single-objective unit commitment tidak memberikan hasil lebih baik daripada multi-objective unit commitment dengan max-max ppf tanpa integrasi *wind farm*. Hal tersebut dikarenakan, biaya operasi dari *wind farm* masih relatif tinggi. Berdasarkan karakteristik *wind farm*, kecepatan angin rata-rata adalah 4.89 m/s. Jika kecepatan angin rata-rata lebih tinggi maka akan didapat biaya operasi dari *wind farm* dapat menjadi lebih rendah sehingga integrasi *wind farm* tidak hanya berkontribusi menurunkan emisi tetapi juga dapat menurunkan biaya. Maka dari itu dalam pembangunan suatu *wind farm* diperlukan studi kelayakan yang akurat untuk mendapatkan biaya operasi yang murah dari pembangkit angin.

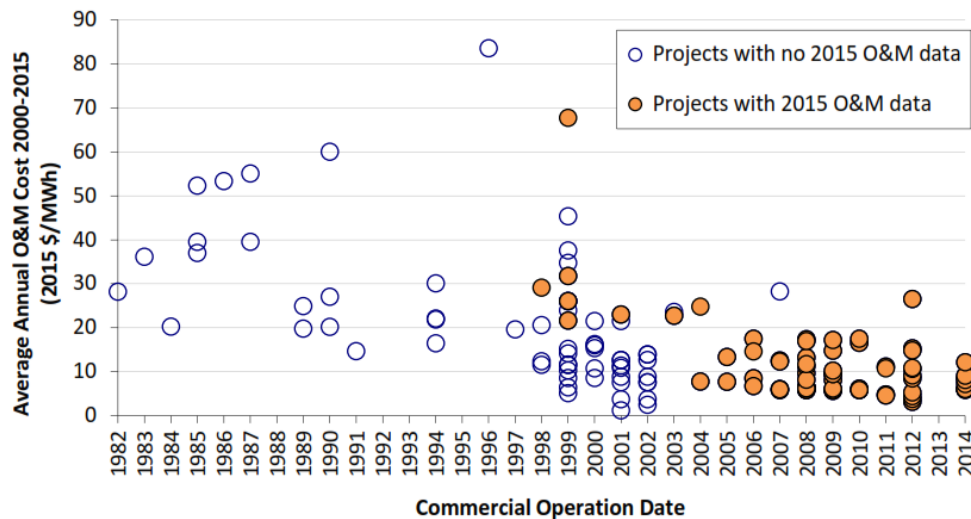
Penempatan suatu turbin angin sangat berpengaruh terhadap *annual energy* yang didapat. Dalam hal ini profil kecepatan angin pada kurun waktu tertentu dapat direpresentasikan menggunakan Weibull pdf. Nilai *scale factor* dan *shape factor* menentukan probabilitas dari tiap kecepatan angin. Gambar 4.7 menampilkan hasil Weibull pdf dengan $k=3$ dan c bervariasi. Variasi dari c akan mempengaruhi nilai kecepatan angin rata-rata. Semakin tinggi c maka kecepatan angin rata-rata semakin besar. Tetapi pada [18] dijelaskan bahwa semakin tinggi nilai c maka deviasi dari nilai kecepatan rata-rata aktual semakin tinggi.



Gambar 4.7 Weibull pdf dengan $k=3$ dan c bervariasi

Tabel 4.29 Hasil Perhitungan Biaya Operasi *Wind Farm* dengan Karakteristik Berbeda

Komponen	Nilai
Annual Cost	2848613.67 \$/yr
Average Speed	7 m/s
Annual Energy	174150000 kWh/yr
Operational Cost	0.01636 \$/kWh
	16.36 \$/MWh
	204.47 Rp/kWh
Rated Power	788400000 kWh/yr
Capacity Factor	0.220890411



Source: Berkeley Lab; seven data points suppressed to protect confidentiality

Gambar 4.8 Average Annual O&M Cost

Dimisalkan penggunaan karakteristik $k=3$ dan $c=8$. Dengan menggunakan cara yang sama seperti sebelumnya dilakukan perhitungan kecepatan angin rata-rata untuk mendapatkan biaya operasi dari *wind farm*. Tabel 4.29 menampilkan hasil perhitungan yang dilakukan. Didapat biaya operasi sebesar 16.36 \$/MWh. Nilai biaya tersebut sudah dapat merepresentasikan pada sistem yang disimulasikan karena sudah mendekati dengan praktis dilapangan. Gambar 4.8 merupakan laporan dari beberapa biaya operasi wind turbin. Semakin tahun biaya tersebut turun. Hal tersebut dikarenakan semakin banyak *wind turbin* yang digunakan dan semakin banyaknya part yang tersedia. Selain itu *capacity factor* (CF) dari karakteristik ini juga lebih baik daripada sebelumnya. CF menunjukkan seberapa besar turbin angin dalam menghasilkan energi.

Tabel 4.30 Perbandingan Masalah Unit Commitment dengan Karakteristik Weibull pdf $k=3$ $c=8$

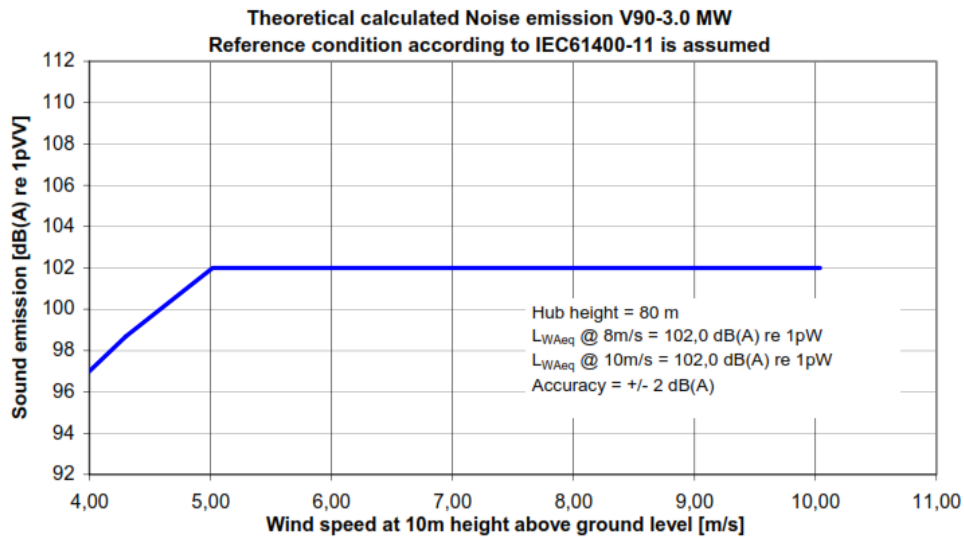
Tipe Masalah	Biaya Pembangkitan (\$/hari)	Emisi (kg/hari)
Unit Commitment mempertimbangkan biaya minimum	648,218.54	20,873,037.62
Multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf	653,114.72	19,497,994.07
Unit Commitment mempertimbangkan biaya minimum dengan integrasi <i>wind farm</i>	646,613.3	20,126,661.90
Multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf dengan integrasi <i>wind farm</i>	649,364.4	18,768,036.86

Untuk mendapatkan nilai CF dilakukan dengan membagi *annual energy* dengan *rated power*. Pada kenyataannya turbin angin tidak akan menghasilkan daya sebesar *rated power* karena kecepatan angin tidak selalu pada kecepatan *rated* dari turbin angin. Pada simulasi sebelumnya nilai CF adalah 0.15 dan pada karakteristik ini naik menjadi 0.22 karena *annual energy* yang lebih tinggi.

Dengan menggunakan karakteristik lokasi yang baru maka didapat hasil simulasi masalah unit commitment dan multi-objective unit commitment dengan integrasi *wind farm* yang ditunjukkan pada tabel 4.30. Disini terlihat penurunan biaya dengan adanya integrasi *wind farm* pada tiap masalah unit commitment. Biaya pembangkitan paling minimum adalah pada unit commitment mempertimbangkan biaya minimum dengan integrasi *wind farm*.

Disini terlihat bahwa integrasi *wind farm* pada multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max ppf menghasilkan biaya pembangkitan lebih tinggi. Seperti pada simulasi multi-objective unit commitment dengan menggunakan *price penalty factor* untuk meminimalkan emisi, pengurangan emisi akan menyebabkan kenaikan pada biaya pembangkitan.

Dan jika dibandingkan, pada unit commitment dengan *wind farm* emisi lebih tinggi daripada multi-objective tanpa *wind farm*. Hal tersebut dikarenakan unit commitment ini hanya mempertimbangkan biaya. Walaupun demikian tetap terjadi penurunan emisi jika dibandingkan dengan unit commitment tanpa *wind farm*.



Gambar 4.9 Karakteristik emisi kebisingan turbin angin

Dengan menggunakan karakteristik Weibull pdf $k=3$ dan $c=8$, terjadi penurunan biaya dan emisi. Pada unit commitment dengan *wind farm* penurunan biaya adalah sebesar 0.24% dan emisi adalah sebesar 3.5%. Sedangkan pada multi-objective unit commitment dengan *wind farm*, juga terjadi penurunan biaya dibandingkan tanpa *wind farm* yaitu sebesar 0.57% dengan penurunan emisi 3.7%.

4.6 Emisi pada *Wind Farm*

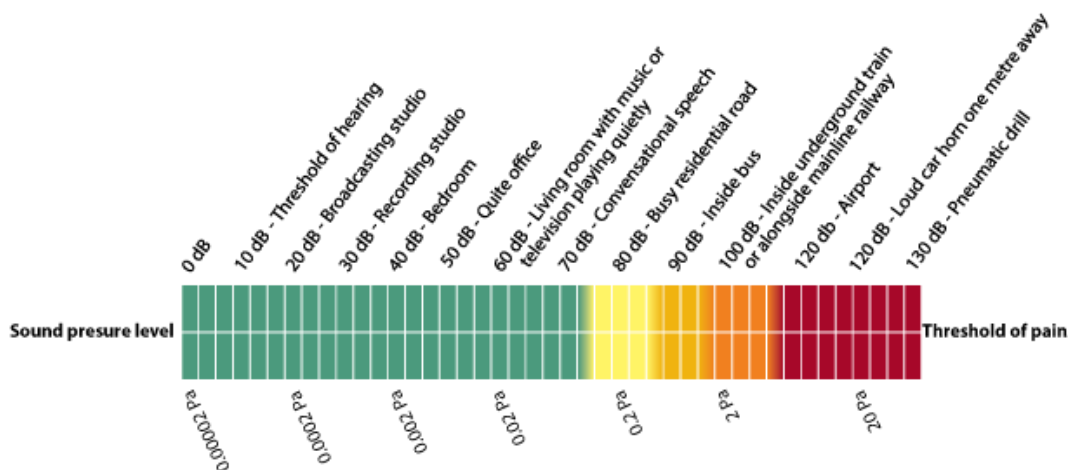
Turbin angin merupakan pembangkit terbarukan memanfaatkan energi potensial angin yang bebas emisi karbon. Tetapi pada turbin angin juga terdapat emisi yaitu emisi suara atau kebisingan. Umumnya penempatan turbin angin dengan kapasitas besar ditempatkan jauh dari pemukiman karena kebisingan dari turbin angin.

Emisi kebisingan dari suatu turbin angin memiliki karakteristik tertentu. Gambar 4.9 menunjukkan karakteristik turbin angin yang disimulasikan. Profil emisi kebisingan tersebut dihitung berdasarkan standar IEC 61400. Berdasarkan standar IEC 64100-11 nilai emisi kebisingan tersebut berdasarkan panjang diameter blade dan tinggi tiang dari turbin angin. Turbin angin yang digunakan memiliki diameter 90 m dengan tinggi tiang dari tanah adalah 80 meter. Sehingga jarak pengukuran adalah sebagai berikut.

$$R = H + \frac{D}{2} = 80 + \frac{90}{2} = 125 \text{ m}$$

Tabel 4.31 Emisi Kebisingan tiap periode pada tiap turbin angin

Jam	v (m/s)	Emisi Kebisingan (dB)
1	9.9	102
2	13.7	102
3	13.2	102
4	14.1	102
5	17.0	102
6	15.2	102
7	18.3	102
8	15.5	102
9	5.7	102
10	9.9	102
11	12.7	102
12	12.4	102
13	11.9	102
14	11.7	102
15	9.8	102
16	7.6	102
17	4.4	99
18	4.8	101
19	4.9	101.7
20	5.5	102
21	4.9	101.7
22	9.7	102
23	11.2	102
24	12.1	102



Gambar 4.10 Perbandingan kebisingan pada beberapa kondisi lain

Dari karakteristik yang didapat, nilai kebisingan diukur pada ketinggian 10 m dari permukaan tanah. Dari data kecepatan angin maka didapat emisi kebisingan pada tiap periode yang ditampilkan pada tabel 4.31. Semakin tinggi

kecepatan angin maka emisi kebisingan semakin besar. Tetapi pada kecepatan tertentu nilai emisi kebisingan bernilai konstan. Dalam hal ini pada kecepatan 5 m/s. Dengan nilai emisi kebisingan maksimum sebesar 102 dB, maka hal ini setara dengan kebisingan kereta api dalam terowongan disepanjang jalur rel.

Pada *wind farm* jarak tiap turbin mempengaruhi turbulensi angin. Sehingga pada *wind farm* terdapat jarak minimal dengan tiap konfigurasi. Pada konfigurasi *uniform rose* jarak minimal untuk turbin angin yang digunakan adalah 450 m. Sehingga jika berada tepat diantara dua turbin angin maka kebisingan tidak menjadi lebih besar karena jarak tersebut berada lebih jauh dari jarak pengukuran.

Dari hasil nilai kecepatan angin, hampir pada semua periode memiliki nilai kebisingan maksimum turbin angin. Hal tersebut dikarenakan kecepatan angin yang lebih rendah dari 5 m/s hanya ada empat kali yaitu pada periode 17, 18, 19 dan 21.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut.

- Algoritma cuckoo search dapat menyelesaikan masalah single-objective dan multi-objective unit commitment tanpa melanggar batasan-batasan yang telah ditentukan
- Penggunaan faktor penalti yang berbeda akan menghasilkan solusi yang berbeda. Max-max *price penalty factor* menghasilkan solusi dengan emisi paling rendah dan min-max *price penalty factor* menghasilkan solusi dengan emisi yang sedikit lebih tinggi tetapi dengan biaya yang lebih rendah. Max-min dan min-min *price penalty factor* tidak menghasilkan solusi yang baik dimana biaya dan emisi justru lebih tinggi daripada faktor penalti lain
- Dengan mempertimbangkan dua fungsi objektif maka tidak akan didapat biaya paling murah seperti pada objektif tunggal yang hanya mempertimbangkan sisi ekonomis dan juga tidak akan didapat emisi paling rendah seperti pada objektif tunggal yang hanya mempertimbangkan emisi.
- Integrasi dari *wind farm* berkontribusi menurunkan biaya dan emisi pembangkitan. Multi-objective unit commitment mempertimbangkan max-max *price penalty factor* dengan integrasi *wind farm* memberikan penurunan emisi paling tinggi.

5.2 Saran

Penelitian ini masih banyak memiliki kekurangan sehingga kedepannya diharapkan pengembangan penelitian seperti menambahkan pertimbangan untuk aliran daya optimum. Selain itu juga perlu dilakukan pada sistem uji yang lain yang lebih besar.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] S. Virmani, E. C. Adrian, K. Imhof and S. Mukhreje, "Implementation of a Lagrangian Relaxation Based Unit Commitment Problem," *IEEE Transaction on Power System*, 1989.
- [2] S. Rahimi, T. Niknam and F. Fallahi, "A New Approach Based on Benders Decomposition for Unit Commitment Problem," *Journal World Application in Science*, 2009.
- [3] S. A. Kazarlis, A. G. Bakirtzis and V. Petridis, "A Genetic Algorithm Solution to The Unit Commitment Problem," *IEEE Transaction on Power System*, 1996.
- [4] B. Zhao, C. Ghuo, B. R. Bai and Y. J. Cao, "Improved Particle Swarm Optimization Algorithm for Unit Commitment," *International Journal Electrical Power and Energy System* 28, 2006.
- [5] H. H. Balci and J. F. Valenzuela, "Scheduling Electrical Power Generators Using Particle Swarm Optimization Combined with Lagrangian Relaxation Method," *International Journal Application on Math. Comput. Sci.*, 2004.
- [6] C. Rani, M. R. Kumar and K. Pavan, "Multi-Objective Generation Dispatch Using Particle Swarm Optimization," *Proceedings of India International Conference on Power Electronic*, 2006.
- [7] S. Krishnamurthy and R. Tzoneva, "Impact of Price Penalty Factors on the Solution of the Combined Economic Emission Dispatch Problem using Cubic Criterion Functions," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [8] N. K. Navin and R. Sharma, "A Modified Differential Evolution Approach to Emission Constrained Thermal Unit Commitment Problem," *IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems*, 2016.
- [9] J. M. Anita and I. J. Raglend, "Solution of Emission Constrained Unit Commitment Problem Using Shuffled Frog Leaping Algorithm," *International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies*, pp. 93-98, 2013.
- [10] A. Shukla and S. N. Singh, "Cluster based Wind-Hydro-Thermal Unit Commitment Using GSA Algorithm," *IEEE PES General Meeting*, 2014.

- [11] Y. Zhang, F. Yao, H. H. C. Iu, T. Fernando and H. Trinh, "Operation Optimization of Wind-Thermal Systems Considering Emission Problem," *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2014.
- [12] A. J. Wood, B. F. Wollenberg and G. B. Sheble, *Power Generation, Operation, and Control*, Canada: John Wiley & Sons, Inc., 2014.
- [13] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, New Jersey: John Wiley & Sons Inc., 2004.
- [14] J. Hetzer, D. C. Yu and K. Bhattarai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 23, p. 603, 2008.
- [15] X. S. Yang and S. Deb, "Cuckoo Search via Levy Flight," *IEEE World Congress on Nature & Biologically Inspired Computing*, 2009.
- [16] S. S. Rao, *Engineering Optimization Theory and Practice*, Fourth Edition, Canada: John Wiley & Sons, Inc., 2009.
- [17] S. Krishnamurthy and R. Tzoneva, "Comparative Analyses of Min-Max and Max-Max Price Penalty Factor Approaches for Multi Criteria Power System Dispatch Problem Using Lagrange's Method," *International Conference on Recent Advancements in Electrical, Electronics and Control Engineering*, 2011.
- [18] P. Bhattacharya, "A Study on Weibull Distribution for Estimating The Parameters," *Journal of Applied Quantitative Methods*, vol. 5, p. 234, 2010.

LAMPIRAN

Daftar Kombinasi Status 6 Unit Pembangkit

State	Pmin	Pmax	U1	U2	U3	U4	U5	U6
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	10	30	0	0	0	0	1	0
3	10	35	0	0	0	1	0	0
4	12	40	0	0	0	0	0	1
5	15	50	0	0	1	0	0	0
6	20	65	0	0	0	1	1	0
7	22	70	0	0	0	0	1	1
8	22	75	0	0	0	1	0	1
9	25	80	0	0	1	0	1	0
10	20	80	0	1	0	0	0	0
11	25	85	0	0	1	1	0	0
12	27	90	0	0	1	0	0	1
13	32	105	0	0	0	1	1	1
14	30	110	0	1	0	0	1	0
15	35	115	0	0	1	1	1	0
16	30	115	0	1	0	1	0	0
17	37	120	0	0	1	0	1	1
18	32	120	0	1	0	0	0	1
19	37	125	0	0	1	1	0	1
20	35	130	0	1	1	0	0	0
21	40	145	0	1	0	1	1	0
22	42	150	0	1	0	0	1	1
23	47	155	0	0	1	1	1	1
24	42	155	0	1	0	1	0	1
25	45	160	0	1	1	0	1	0
26	45	165	0	1	1	1	0	0
27	47	170	0	1	1	0	0	1
28	52	185	0	1	0	1	1	1
29	55	195	0	1	1	1	1	0
30	57	200	0	1	1	0	1	1
31	50	200	1	0	0	0	0	0
32	57	205	0	1	1	1	0	1
33	60	230	1	0	0	0	1	0
34	67	235	0	1	1	1	1	1
35	60	235	1	0	0	1	0	0
36	62	240	1	0	0	0	0	1
37	65	250	1	0	1	0	0	0
38	70	265	1	0	0	1	1	0
39	72	270	1	0	0	0	1	1
40	72	275	1	0	0	1	0	1
41	75	280	1	0	1	0	1	0

42	70	280	1	1	0	0	0	0
43	75	285	1	0	1	1	0	0
44	77	290	1	0	1	0	0	1
45	82	305	1	0	0	1	1	1
46	80	310	1	1	0	0	1	0
47	85	315	1	0	1	1	1	0
48	80	315	1	1	0	1	0	0
49	87	320	1	0	1	0	1	1
50	82	320	1	1	0	0	0	1
51	87	325	1	0	1	1	0	1
52	85	330	1	1	1	0	0	0
53	90	345	1	1	0	1	1	0
54	92	350	1	1	0	0	1	1
55	97	355	1	0	1	1	1	1
56	92	355	1	1	0	1	0	1
57	95	360	1	1	1	0	1	0
58	95	365	1	1	1	1	0	0
59	97	370	1	1	1	0	0	1
60	102	385	1	1	0	1	1	1
61	105	395	1	1	1	1	1	0
62	107	400	1	1	1	0	1	1
63	107	405	1	1	1	1	0	1
64	117	435	1	1	1	1	1	1

Daya yang dibangkitkan untuk state yang mungkin pada simulasi 1 periode 1.

State	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Total Daya
28	0	76.25	0	35	27.375	27.375	166
29	0	76.46465	27.0101	35	27.52525	0	166
30	0	79.25373	27.79104	0	29.47761	29.47761	166
31	166	0	0	0	0	0	166
32	0	76.46465	27.0101	35	0	27.52525	166
33	156	0	0	0	10	0	166
34	0	66.19403	24.13433	35	20.33582	20.33582	166
35	156	0	0	10	0	0	166
36	154	0	0	0	0	12	166
37	149.0566	0	16.9434	0	0	0	166
38	146	0	0	10	10	0	166
39	144	0	0	0	10	12	166
40	144	0	0	10	0	12	166
41	139.6226	0	16.37736	0	10	0	166
42	129.6471	36.35294	0	0	0	0	166
43	139.6226	0	16.37736	10	0	0	166
44	137.7358	0	16.26415	0	0	12	166
45	134	0	0	10	10	12	166
46	121.4118	34.58824	0	0	10	0	166
47	130.1887	0	15.81132	10	10	0	166
48	121.4118	34.58824	0	10	0	0	166
49	128.3019	0	15.69811	0	10	12	166
50	119.7647	34.23529	0	0	0	12	166
51	128.3019	0	15.69811	10	0	12	166
52	117.2646	33.69955	15.03587	0	0	0	166
53	113.1765	32.82353	0	10	10	0	166
54	111.5294	32.47059	0	0	10	12	166
55	118.8679	0	15.13208	10	10	12	166
56	111.5294	32.47059	0	10	0	12	166
57	109.0588	31.94118	15	0	10	0	166
58	109.0588	31.94118	15	10	0	0	166
59	107.4118	31.58824	15	0	0	12	166
60	103.2941	30.70588	0	10	10	12	166
61	100.8235	30.17647	15	10	10	0	166
62	99.17647	29.82353	15	0	10	12	166
63	99.17647	29.82353	15	10	0	12	166
64	90.94118	28.05882	15	10	10	12	166

Biaya pembangkitan untuk state yang mungkin pada simulasi 1 periode 1.

State	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Fuel Cost
28	0	231.3711	0	123.9665	100.8598	100.8598	557.0571
29	0	232.3096	72.6067	123.9665	101.5167	0	530.3996
30	0	244.6515	76.06243	0	110.1561	110.1561	541.0261
31	435.335	0	0	0	0	0	435.3350
32	0	232.3096	72.6067	123.9665	0	101.5167	530.3996
33	403.26	0	0	0	32.5	0	435.7600
34	0	189.2087	60.53844	123.9665	71.3461	71.3461	516.4059
35	403.26	0	0	33.334	0	0	436.5940
36	396.935	0	0	0	0	39.6	436.5350
37	381.4302	0	34.88581	0	0	0	416.3160
38	371.935	0	0	33.334	32.5	0	437.7690
39	365.76	0	0	0	32.5	39.6	437.8600
40	365.76	0	0	33.334	0	39.6	438.6940
41	352.3496	0	33.14098	0	32.5	0	417.9906
42	322.3255	84.92689	0	0	0	0	407.2524
43	352.3496	0	33.14098	33.334	0	0	418.8246
44	346.6136	0	32.79681	0	0	39.6	419.0104
45	335.335	0	0	33.334	32.5	39.6	440.7690
46	298.1016	79.73606	0	0	32.5	0	410.3376
47	323.9365	0	31.43619	33.334	32.5	0	421.2066
48	298.1016	79.73606	0	33.334	0	0	411.1716
49	318.3339	0	31.10004	0	32.5	39.6	421.5340
50	293.3179	78.71097	0	0	0	39.6	411.6288
51	318.3339	0	31.10004	33.334	0	39.6	422.3680
52	286.0953	77.16328	29.16572	0	0	0	392.4243
53	274.3864	74.65422	0	33.334	32.5	0	414.8746
54	269.7044	73.65093	0	0	32.5	39.6	415.4553
55	290.7218	0	29.44331	33.334	32.5	39.6	425.5991
56	269.7044	73.65093	0	33.334	0	39.6	416.2893
57	262.7195	72.15418	29.0625	0	32.5	0	396.4362
58	262.7195	72.15418	29.0625	33.334	0	0	397.2702
59	258.0884	71.16179	29.0625	0	0	39.6	397.9126
60	246.5995	68.6999	0	33.334	32.5	39.6	420.7334
61	239.7672	67.23584	29.0625	33.334	32.5	0	401.8996
62	235.2378	66.26525	29.0625	0	32.5	39.6	402.6656
63	235.2378	66.26525	29.0625	33.334	0	39.6	403.4996
64	212.896	61.47771	29.0625	33.334	32.5	39.6	408.8702

Biaya penyalan untuk state yang mungkin pada simulasi 1 periode 1.

State	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya Penyalan
28	0	18.7	0	26.7	18	11.3	74.7
29	0	18.7	11.3	26.7	18	0	74.7
30	0	18.7	11.3	0	18	11.3	59.3
31	0	0	0	0	0	0	0.0
32	0	18.7	11.3	26.7	0	11.3	68.0
33	0	0	0	0	18	0	18.0
34	0	18.7	11.3	26.7	18	11.3	86.0
35	0	0	0	26.7	0	0	26.7
36	0	0	0	0	0	11.3	11.3
37	0	0	11.3	0	0	0	11.3
38	0	0	0	26.7	18	0	44.7
39	0	0	0	0	18	11.3	29.3
40	0	0	0	26.7	0	11.3	38.0
41	0	0	11.3	0	18	0	29.3
42	0	18.7	0	0	0	0	18.7
43	0	0	11.3	26.7	0	0	38.0
44	0	0	11.3	0	0	11.3	22.6
45	0	0	0	26.7	18	11.3	56.0
46	0	18.7	0	0	18	0	36.7
47	0	0	11.3	26.7	18	0	56.0
48	0	18.7	0	26.7	0	0	45.4
49	0	0	11.3	0	18	11.3	40.6
50	0	18.7	0	0	0	11.3	30.0
51	0	0	11.3	26.7	0	11.3	49.3
52	0	18.7	11.3	0	0	0	30.0
53	0	18.7	0	26.7	18	0	63.4
54	0	18.7	0	0	18	11.3	48.0
55	0	0	11.3	26.7	18	11.3	67.3
56	0	18.7	0	26.7	0	11.3	56.7
57	0	18.7	11.3	0	18	0	48.0
58	0	18.7	11.3	26.7	0	0	56.7
59	0	18.7	11.3	0	0	11.3	41.3
60	0	18.7	0	26.7	18	11.3	74.7
61	0	18.7	11.3	26.7	18	0	74.7
62	0	18.7	11.3	0	18	11.3	59.3
63	0	18.7	11.3	26.7	0	11.3	68.0
64	0	18.7	11.3	26.7	18	11.3	86.0

Hasil Simulasi Unit Commitment Mempertimbangkan Biaya Minimum
Menggunakan Sistem Uji Kedua

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya	Emisi
1	1	0	1	1	0	0	19449.1	531220.8
2	1	0	1	1	0	0	16589.5	521114.9
3	1	0	1	1	0	0	15136.2	513984.5
4	1	0	1	1	0	0	14441.8	510576.9
5	1	0	1	1	0	0	14269.4	509731.2
6	1	0	1	1	0	0	14826.6	512465.1
7	1	0	1	1	0	0	17833.6	527219.4
8	1	1	1	1	0	0	20547.5	850826.6
9	1	1	1	1	0	0	22269.7	974649.1
10	1	1	1	1	0	0	25784.2	991893.6
11	1	1	1	1	0	1	35630.0	1084006.6
12	1	1	1	1	1	1	41805.7	1062223.3
13	1	1	1	1	1	1	37117.9	1071258.2
14	1	1	1	1	1	1	37830.0	1074563.6
15	1	1	1	1	1	1	36242.8	1067170.5
16	1	1	1	1	1	1	34532.5	1059013.2
17	1	1	1	1	1	1	35058.1	1061519.7
18	1	1	1	1	1	1	35395.6	1063129.1
19	1	1	1	1	1	1	35670.4	1064439.7
20	1	1	1	1	1	1	34218.1	1057514.1
21	1	1	1	1	1	1	30718.9	1040561.3
22	1	1	1	1	1	1	26599.7	1020349.9
23	1	1	1	1	1	1	24050.1	894794.3
24	1	1	1	1	1	1	22201.2	808811.9
Total							648218.5	20873037

Hasil Simulasi Multi-objective Unit Commitment Mempertimbangkan max-max
ppf Dengan Sistem Uji Kedua

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	Biaya	Emisi
1	1	0	1	1	0	0	19449.1	531220.8
2	1	0	1	1	0	0	16589.5	521114.9
3	1	0	1	1	0	0	15136.2	513984.5
4	1	0	1	1	0	0	14441.8	510576.9
5	1	0	1	1	0	0	14269.4	509731.2
6	1	1	0	1	0	0	15653.6	475362.0
7	1	1	0	1	0	0	14940.6	490116.3
8	1	1	0	1	0	1	23209.2	574490.9
9	1	1	0	1	1	1	30318.7	596935.0
10	1	1	0	1	1	1	27578.5	615363.9
11	1	1	1	1	1	1	36559.1	1047137.1
12	1	1	1	1	1	1	35205.8	1062194.7
13	1	1	1	1	1	1	37117.9	1071258.2
14	1	1	1	1	1	1	37830.0	1074563.6
15	1	1	1	1	1	1	36242.9	1067145.7
16	1	1	1	1	1	1	34532.7	1058982.1
17	1	1	1	1	1	1	35058.3	1061490.5
18	1	1	1	1	1	1	35395.8	1063101.2
19	1	1	1	1	1	1	35670.5	1064412.8
20	1	1	1	1	1	1	34218.3	1057481.8
21	1	1	1	1	1	1	30718.9	1040561.3
22	1	1	1	1	1	1	26599.7	1020349.9
23	1	1	1	1	1	1	24050.1	894794.3
24	1	1	0	1	1	1	22328.1	575624.5
Total							653114.7	19497994

Hasil Perhitungan Kecepatan Rata-Rata Angin dengan Weibull pdf $k=3$ $c=8$

v (m/s)	$f(v)$	$v*f(v)$
0	0	0
1	0.07242	0.07241996
2	0.120478	0.24095517
3	0.145779	0.43733581
4	0.149662	0.59864716
5	0.136948	0.68474017
6	0.114237	0.68542371
7	0.087952	0.61566281
8	0.062978	0.50382501
9	0.042157	0.37941265
10	0.026477	0.26476964
11	0.015645	0.1720918
12	0.008715	0.10458315
13	0.004585	0.05960436
14	0.002281	0.03193393
15	0.001074	0.01611521
16	0.00048	0.00767249
17	0.000203	0.00345104
18	8.16E-05	0.00146821
19	3.11E-05	0.00059141
20	1.13E-05	0.00022576
21	3.89E-06	8.1732E-05
22	1.28E-06	2.8082E-05
23	3.98E-07	9.1631E-06
24	1.18E-07	2.841E-06
25	3.35E-08	8.3738E-07
Total	1	4.88105209

Hasil Simulasi Unit Commitment Mempertimbangkan Biaya Minimum Dengan Karakteristik Weibull pdf $k=3$ $c=8$

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	UW	Total Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	0	1	1	0	0	1	19,254.51	526,345.73
2	1	0	1	1	0	0	1	16,314.79	512,976.99
3	1	0	1	1	0	0	1	14,908.04	506,299.48
4	1	0	1	1	0	0	1	14,380.44	491,849.21
5	1	0	1	1	0	0	1	14,311.33	483,354.43
6	1	0	1	1	0	0	1	14,595.19	504,387.53
7	1	0	1	1	0	0	1	17,507.94	518,397.04
8	1	0	1	1	0	0	1	21,006.51	535,904.04
9	1	1	1	1	0	0	1	22,973.74	973,712.42
10	1	1	1	1	0	0	1	25,620.38	987,169.32
11	1	1	1	1	0	1	1	35,304.60	1,076,143.23
12	1	1	1	1	1	1	1	41,456.40	1,054,645.94
13	1	1	1	1	1	1	1	36,767.50	1,064,126.96
14	1	1	1	1	1	1	1	37,686.11	1,068,600.34
15	1	1	1	1	1	1	1	36,013.27	1,062,364.11
16	1	1	1	1	1	1	1	34,427.92	1,056,745.97
17	1	1	1	1	1	1	1	35,042.98	1,061,198.30
18	1	1	1	1	1	1	1	35,377.63	1,062,756.55
19	1	1	1	1	1	1	1	35,651.03	1,064,036.18
20	1	1	1	1	1	1	1	34,191.85	1,056,925.45
21	1	1	1	1	1	1	1	30,703.83	1,040,167.10
22	1	1	1	1	1	1	1	26,608.72	984,080.13
23	1	1	1	1	1	1	1	24,415.26	865,909.16
24	1	1	0	1	1	1	1	22,093.24	568,566.28
Total								646,613.21	20,126,661.90

Biaya Tiap Unit pada Masalah Unit Commitment Mempertimbangkan Biaya Minimum dengan Weibull pdf $k=3$ $c=8$

Jam	Fuel Cost (\$)	Wind Cost (\$)	Start Shut Cost (\$)	Total Biaya (\$)
1	17,655.52	798.99	800.00	19,254.51
2	14,930.91	1,383.88	-	16,314.79
3	13,570.00	1,338.04	-	14,908.04
4	12,973.32	1,407.11	-	14,380.44
5	12,838.93	1,472.40	-	14,311.33
6	13,180.34	1,414.85	-	14,595.19
7	16,035.54	1,472.40	-	17,507.94
8	19,603.54	1,402.97	-	21,006.51
9	22,134.07	119.68	720.00	22,973.74
10	24,821.39	798.99	-	25,620.38
11	29,767.39	1,277.22	4,260.00	35,304.60
12	33,616.37	1,240.03	6,600.00	41,456.40
13	35,604.80	1,162.69	-	36,767.50
14	36,544.78	1,141.33	-	37,686.11
15	35,235.21	778.06	-	36,013.27
16	34,056.95	370.98	-	34,427.92
17	34,990.76	52.22	-	35,042.98
18	35,317.49	60.14	-	35,377.63
19	35,585.77	65.26	-	35,651.03
20	34,094.60	97.26	-	34,191.85
21	30,638.57	65.26	-	30,703.83
22	25,835.90	772.82	-	26,608.72
23	23,364.65	1,050.61	-	24,415.26
24	17,889.63	1,203.61	3,000.00	22,093.24
Total	610,286.4	20,946.80	15,380.00	646,613.21

Hasil Simulasi Multi-objective Unit Commitment Mempertimbangkan max-max
ppf Dengan Karakteristik Weibull pdf $k=3$ $c=8$

Jam	U1	U2	U3	U4	U5	U6	UW	Total Biaya (\$)	Emisi (kg)
1	1	0	1	1	0	0	1	19,254.51	526,345.73
2	1	0	1	1	0	0	1	16,314.79	512,976.99
3	1	0	1	1	0	0	1	14,908.04	506,299.48
4	1	0	1	1	0	0	1	14,380.44	491,849.21
5	1	0	1	1	0	0	1	14,311.33	483,354.43
6	1	0	1	1	0	0	1	15,422.19	467,284.43
7	1	0	1	1	0	0	1	14,614.94	481,293.94
8	1	0	1	1	0	0	1	22,863.41	565,910.24
9	1	1	1	1	0	0	1	30,285.79	596,206.82
10	1	1	1	1	0	0	1	27,332.22	610,370.53
11	1	1	1	1	0	1	1	36,253.40	1,039,370.34
12	1	1	1	1	1	1	1	34,856.63	1,054,611.32
13	1	1	1	1	1	1	1	36,767.64	1,064,099.82
14	1	1	1	1	1	1	1	37,686.19	1,068,587.70
15	1	1	1	1	1	1	1	36,013.43	1,062,335.60
16	1	1	1	1	1	1	1	34,428.14	1,056,713.03
17	1	1	1	1	1	1	1	35,043.15	1,061,168.87
18	1	1	1	1	1	1	1	35,377.79	1,062,728.34
19	1	1	1	1	1	1	1	35,651.18	1,064,008.97
20	1	1	1	1	1	1	1	34,192.06	1,056,892.65
21	1	1	1	1	1	1	1	30,703.83	1,040,167.10
22	1	1	1	1	1	1	1	26,608.72	984,080.13
23	1	1	1	1	1	1	1	25,629.13	586,666.44
24	1	1	0	1	1	1	1	20,465.42	324,714.75
Total								649,364.35	18,768,036.86

Biaya Tiap Unit pada Masalah Multi-objective Unit Commitment
Mempertimbangkan Max-Max ppf dengan Weibull pdf $k=3$ $c=8$

Jam	Fuel Cost (\$)	Wind Cost (\$)	Start Shut Cost (\$)	Total Biaya (\$)
1	17,655.52	798.99	800.00	19,254.51
2	14,930.91	1,383.88	-	16,314.79
3	13,570.00	1,338.04	-	14,908.04
4	12,973.32	1,407.11	-	14,380.44
5	12,838.93	1,472.40	-	14,311.33
6	10,287.34	1,414.85	3,720.00	15,422.19
7	13,142.54	1,472.40	-	14,614.94
8	17,200.43	1,402.97	4,260.00	22,863.41
9	23,566.11	119.68	6,600.00	30,285.79
10	26,533.22	798.99	-	27,332.22
11	30,476.18	1,277.22	4,500.00	36,253.40
12	33,616.60	1,240.03	-	34,856.63
13	35,604.95	1,162.69	-	36,767.64
14	36,544.86	1,141.33	-	37,686.19
15	35,235.37	778.06	-	36,013.43
16	34,057.16	370.98	-	34,428.14
17	34,990.93	52.22	-	35,043.15
18	35,317.65	60.14	-	35,377.79
19	35,585.92	65.26	-	35,651.18
20	34,094.81	97.26	-	34,192.06
21	30,638.57	65.26	-	30,703.83
22	25,835.90	772.82	-	26,608.72
23	21,578.52	1,050.61	3,000.00	25,629.13
24	16,261.81	1,203.61	3,000.00	20,465.42
Total	602,537.55	20,946.80	25,880.00	649,364.35

Coding Program Utama

```
% Multi-Objective Unit Commitment Considering Max-Max Price
Penalty Factor with Wind Farm Integration
% Rony Seto Wibowo, Ontoseno Penangsang dan Muhammad Khalil

clear all
clc
tic

% PARAMETERS setting
MIN_UP_DOWN_TIME_FLAG = 1; % take minimum up and down
times into account (1) or not (0)
RESERVE_FLAG = 1; % take spinning reserve in
calculation (1) or not (0)

% % Unit_no. Pmin Pmax Inc.heat_rate No_load_cost
Start_cost_cold Fuel_cost Min_up_time Min_down_time In.status
Start_cost_hot Cold_start_[h] Ramp-up Ramp-down
coef_a coef_b coef_c coef_d coef_e
coef_f shut_down_cost TAU
% % [MW] [MW] [BTU/kWh] [£/h] [£]
[£/MBTU] [h] [h] [h] [£] [£]
[h] [MW/h] [MW/h] [£] [£/MWh]
[£/MWh^2] [kg] [kg/MWh] [kg/MWh^2] [£]
[h]
GEN_DATA = ...
[ 1 50 200 NaN NaN 176
NaN 1 1 +1 70
2 NaN NaN 0 2
0.00375 22.9 -1.1 0.0126 0
NaN
2 20 80 NaN NaN 18.7
NaN 2 2 -3 74
1 NaN NaN 0 1.7
0.01750 25.31 -0.1 0.02 0
NaN
3 15 50 NaN NaN 11.3
NaN 1 1 -2 50
1 NaN NaN 0 1
0.06250 25.5 -0.1 0.027 0
NaN
4 10 35 NaN NaN 26.7
NaN 1 2 -3 110
1 NaN NaN 0 3.25
0.00834 24.9 -0.005 0.0291 0
NaN
5 10 30 NaN NaN 18
NaN 2 1 -2 72
1 NaN NaN 0 3
0.02500 24.7 -0.004 0.029 0
NaN
6 12 40 NaN NaN 11.3
NaN 1 1 -2 40
1 NaN NaN 0 3
```

```

0.02500          25.3          -0.005          0.0271          0
NaN
];

DEMAND =
[166;196];211;267;283.4;272;246.1;213.1;192.1;161.1;135;160;170;18
5;207.9;232;246;240.9;236.1;225;204;182;161;131];
K_RES_UP = 0.10;    % if reserve is not explicitly given, reserve
up is calculated as RES_UP(HOUR) = K_RES_UP*DEMAND(HOUR)
K_RES_DN = 0.00;    % and reserve down is calculated as
RES_DN(HOUR) = K_RES_DN*DEMAND(HOUR)

GMIN              = GEN_DATA(:, 2);          % generator min power
[MW]
GMAX              = GEN_DATA(:, 3);          % generator max. power
[MW]
GINC              = GEN_DATA(:, 4);          % incremental heat
rate              [BTU/kWh]
GNLC              = GEN_DATA(:, 5);          % generator no load
cost              [£/h]
GSC              = GEN_DATA(:, 6);          % generator start up
cost (cold), also BETA [£]
GFC              = GEN_DATA(:, 7);          % generator fuel cost
[£/MBTU]
GMINUP            = GEN_DATA(:, 8);          % generator min. up
time              [h]
GMINDOWN          = GEN_DATA(:, 9);          % generator min. down
time              [h]
GSTATINI          = GEN_DATA(:,10);          % generator initial
status (time on/off) [h]
GSH              = GEN_DATA(:,11);          % generator start up
cost (hot), also ALPHA [£]
GCSTIME           = GEN_DATA(:,12);          % generator cold start
time              [h]
GRAMPUP           = GEN_DATA(:,13);          % generator ramp up
rate              [MW/h]
GRAMPDOWN         = GEN_DATA(:,14);          % generator ramp down
rate              [MW/h]
COEF_A            = GEN_DATA(:,15);          % free term in
quadratic-cost function [£]
COEF_B            = GEN_DATA(:,16);          % linear term in
quadratic-cost function [£/MWh]
COEF_C            = GEN_DATA(:,17);          % 2nd order term in
quadratic-cost function [£/(MW^2)h]
COEF_D            = GEN_DATA(:,18);          % free term in
quadratic-cost function [£]
COEF_E            = GEN_DATA(:,19);          % linear term in
quadratic-cost function [£/MWh]
COEF_F            = GEN_DATA(:,20);          % 2nd order term in
quadratic-cost function [£/(MW^2)h]
GSDC              = GEN_DATA(:,21);          % generator shut down
cost              [£]
TAU              = GEN_DATA(:,22);          % generator shut up
cost exp. coef.    [£]
%-----
-----

```

```

COEF_AA =
COEF_A+((COEF_C.*(GMAX.^2)+COEF_B.*GMAX+COEF_A)./(COEF_F.*(GMAX.^2)
)+COEF_E.*GMAX+COEF_D)).*COEF_D;
COEF_BB =
COEF_B+((COEF_C.*(GMAX.^2)+COEF_B.*GMAX+COEF_A)./(COEF_F.*(GMAX.^2)
)+COEF_E.*GMAX+COEF_D)).*COEF_E;
COEF_CC =
COEF_C+((COEF_C.*(GMAX.^2)+COEF_B.*GMAX+COEF_A)./(COEF_F.*(GMAX.^2)
)+COEF_E.*GMAX+COEF_D)).*COEF_F;
NG = size(GEN_DATA,1); % no. of generators
NT = size(DEMAND,1); % number of time
periods (hours)
%-----
-----
INI_STATE = (GSTATINI > 0);

% complete_enumeration
GFULLAVECOST = (0*GNLC + GFC.*GMAX.*GINC/1000)./GMAX; % Calculate
full load average cost for each unit
[M,GEN_ORDER] = sort(GFULLAVECOST); % sort them
(make a priority list of gen. commitment)
LIST_STATES=dec2bin(0:2^NG-1)'; % all
possible combinations of NG generators
LIST_STATES =
logical(sscanf(LIST_STATES,'%1d',size(LIST_STATES)));
GMINlst = LIST_STATES.' * GMIN; % for each state (combination of
generators) in the list,
GMAXlst = LIST_STATES.' * GMAX; % find the min. and max. power of
the combination
% next 3 lines are not necessary, but it is nice to see max.
possible output of generators in increasing order
[GMAXlst,INDEX]=sort(GMAXlst); % sort the states according to
increasing total max. power
GMINlst = GMINlst(INDEX); % re-order min. power
accordingly
LIST_STATES = LIST_STATES(:,INDEX); % and re-order the list of
states as well
fprintf(' State No. MW min MW max
Units\n')
fprintf('%s',repmat(' ',1,23))
fprintf([' ',repmat(' %5d ', 1, NG)],1:NG)
fprintf('\n %s \n',repmat('-',1,80'))
for I=1:size(LIST_STATES,2)
    fprintf(' %2d %8.1f %8.1f
',I,GMINlst(I),GMAXlst(I))
    fprintf([repmat(' %2d ', 1, size(LIST_STATES,1)) '\n'],
LIST_STATES(:,I));
end
if RESERVE_FLAG == 1
    if exist('RES_UP','var') ~= 1 | isempty(RES_UP) % if reserve-
up vector is not defined or if it is empty
        RES_UP = K_RES_UP * DEMAND; % create
reserve-up vector in proportion to demand
    end
    if exist('RES_DN','var') ~= 1 | isempty(RES_DN) % if reserve
down vector is not defined or if it is empty

```

```

        RES_DN = K_RES_DN * DEMAND; % create
reserve down vector in proportion to demand
    end
else
    RES_UP = zeros(size(DEMAND)); % if reserve
not required,
    RES_DN = zeros(size(DEMAND)); % set it to
zero.
end

%parameter cuckoo
n_nest=50; %jumlah sarang
pa=0.25; %probabilitas alien egg
conv=5; %maximum iteration
Lb=zeros(NG,1);
Ub=ones(NG,1);

for hour=1:length(DEMAND)
    [FEASIBLE_STATES_NUM,SUCCESS] =
find_feasible_states(GMIN1st,GMAX1st,DEMAND,hour,RES_UP,RES_DN);
    UFSN=max(FEASIBLE_STATES_NUM);
    LFSN=min(FEASIBLE_STATES_NUM);
    for j=1:n_nest
        nest(j)= randi([LFSN UFSN],1,1);
    end

fitness=10^6*ones(1,n_nest);
[fmin,bestnest,nest,fitness,bestGS,bestSSC,bestGP,bestGC]=get_best
_nest(nest,nest,fitness,NG,n_nest,GMAX,GMIN,DEMAND,GMINUP,GMIN
DOWN,INI_STATE,GSTATINI,GCSTIME,GSC,GSH,GSDC,COEF_AA,COEF_BB,COEF_
CC,hour,LIST_STATES);

counter=0;
n_iter=0;
while counter<conv
    % Generate new solutions (but keep the current best)
    new_nest=get_cuckoos(nest,bestnest,LFSN,UFSN);

    [fnew,best,nest,fitness,bestGSn,bestSSCn,bestGPn,bestGCn]=get_best
_nest(nest,new_nest,fitness,NG,n_nest,GMAX,GMIN,DEMAND,GMINUP,GMIN
DOWN,INI_STATE,GSTATINI,GCSTIME,GSC,GSH,GSDC,COEF_AA,COEF_BB,COEF_
CC,hour,LIST_STATES);
    % Discovery and randomization
    new_nest=empty_nests(nest,LFSN,UFSN,pa) ;
    % Evaluate this set of solutions

    [fnew,best,nest,fitness,bestGSn,bestSSCn,bestGPn,bestGCn]=get_best
_nest(nest,new_nest,fitness,NG,n_nest,GMAX,GMIN,DEMAND,GMINUP,GMIN
DOWN,INI_STATE,GSTATINI,GCSTIME,GSC,GSH,GSDC,COEF_AA,COEF_BB,COEF_
CC,hour,LIST_STATES);
    % Find the best objective so far
    if fmin-fnew==0
        counter=counter+1;
    else
        counter=0;
    end
    if fnew<fmin,

```

```

        fmin=fnew;
        bestnest=best;
        bestGS=bestGSn;
        bestSSC=bestSSCn;
        bestGP=bestGPN;
        bestGC=bestGCn;
    end
    n_iter=n_iter+1;
end %% End of iterations

% disp(strcat('Total number of iterations=',num2str(n_iter)));
tot_iter(hour)=n_iter;
ftot(:,hour)=fmin;
State(:,hour)=LIST_STATES(:,bestnest);
SSC(:,hour)=bestSSC;
Gen_Prod(:,hour)=bestGP;
Gen_Cost(:,hour)=bestGC;
INI_STATE=LIST_STATES(:,bestnest);
GSTATINI=bestGS;

end %hour
totcost=sum(ftot)
tot_iter
State
SSC
Gen_Prod
Gen_Cost
for i=1:NG
    for j=1:NT

Fuel_Cost(i,j)=cost(Gen_Prod(i,j),COEF_C(i),COEF_B(i),COEF_A(i))*S
tate(i,j);

Emission(i,j)=cost(Gen_Prod(i,j),COEF_F(i),COEF_E(i),COEF_D(i))*St
ate(i,j);
    end
end
Fuel_Cost
Emission

% xlswrite('MUOC.xlsx',State,'State','B2');
% xlswrite('MUOC.xlsx',SSC,'SSC','B2');
% xlswrite('MUOC.xlsx',Gen_Prod,'Gen_Prod','B2');
% xlswrite('MUOC.xlsx',Gen_Cost,'Gen_Cost','B2');
% xlswrite('MUOC.xlsx',Fuel_Cost,'Fuel_Cost','B2');
% xlswrite('MUOC.xlsx',Emission,'Emission','B2');

toc

```

Coding fungsi “find_feasible_states”

```
function [FEASIBLE_STATES_NUM,SUCCESS] =  
find_feasible_states(GMIN1st,GMAX1st,DEMAND,HOUR,RES_UP,RES_DN)  
%% -----  
-----  
% Determines all feasible states from the list of possible states  
% Feasible states are the states where demand is between total min  
and total max output of committed generators  
% If no feasible states found, program prepares termination  
% OUTPUT:  
% FEASIBLE_STATES_NUM - vector of positions (columns) of  
feasible states in the list of states for current hour  
% SUCCESS - indicator: 1 - found at least one  
feasible states; 0 - no feasible states found  
%-----  
-----  
FEASIBLE_STATES_NUM = find((GMIN1st <= DEMAND(HOUR)-RES_DN(HOUR))  
& (DEMAND(HOUR)+RES_UP(HOUR) <= GMAX1st));  
  
if isempty(FEASIBLE_STATES_NUM) % if there are no feasible  
states found  
    SUCCESS = 0; % prepare for program  
    termination  
    STR = ['NO FEASIBLE STATES FOR HOUR ',num2str(HOUR),'! PROGRAM  
TERMINATES!'];  
    msgbox(STR,'NO FEASIBLE STATES','warn');  
    return  
else  
    SUCCESS = 1;  
end  
end
```

Coding fungsi “get_best_nest”

```
function
[fmin,bestnest,nest,fitness,bestGS,bestSSC,bestGP,bestGC]=get_best
_nest(nest,newnest,fitness,NG,n_nest,GMAX,GMIN,DEMAND,GMINUP,GMIND
OWN,INI_STATE,GSTATINI,GCSTIME,GSC,GSH,GSDC,COEF_A,COEF_B,COEF_C,h
our,LIST_STATES)
% Evaluating all new solutions
[fnew,GS,SSC,GP,GC]=const(newnest,NG,n_nest,GMAX,GMIN,DEMAND,GMINU
P,GMINDOWN,INI_STATE,GSTATINI,GCSTIME,GSC,GSH,GSDC,COEF_A,COEF_B,C
OEF_C,hour,LIST_STATES);
for j=1:n_nest
    if fnew(j)<=fitness(j),
        fitness(j)=fnew(j);
        nest(j)=newnest(j);
    end
end
% Find the current best
[fmin,K]=min(fitness);
bestnest=nest(K);
bestGS=GS(:,K);
bestSSC=SSC(:,K);
bestGP=GP(:,K);
bestGC=GC(:,K);
```


Coding fungsi “const”

```
function [fitness,GS_rec,SSC_rec,GP_rec,GC_rec] =
const(FSN,NG,n_nest,GMAX,GMIN,DEMAND,GMINUP,GMINDOWN,INI_STATE,GSTATINI,GCSTIME,GSC,GSH,GSDC,COEF_A,COEF_B,COEF_C,hour,LIST_STATES)

for j=1:n_nest
    nest(:,j)=LIST_STATES(:,FSN(j));
end

for i=1:n_nest
    PREVIOUS_STATE=INI_STATE;
    X_PREV=GSTATINI;

    TOT_GEN_PROD=sum(nest(:,i).*GMAX);
    if TOT_GEN_PROD<DEMAND(hour)
        x=NaN.*ones(NG,1);
    else
        x=nest(:,i);
    end
    CURRENT_STATE=x;
    [X,SUCCESS] =
check_up_down_time(CURRENT_STATE,PREVIOUS_STATE,X_PREV,GMINUP,GMINDOWN,NG);
    if SUCCESS==0
        GEN_START_SHUT_COST = 10^5.*ones(NG,1);
        GEN_PROD = 10^5.*ones(NG,1);
        PROD_COST = 10^5.*ones(NG,1);
    else
        STATE_DIFF = CURRENT_STATE - PREVIOUS_STATE;
        % STATE_DIFF = 1 means unit is committed
        % STATE_DIFF = -1 means unit is decommitted
        GEN_START_SHUT_COST = ((STATE_DIFF > 0) & (-X_PREV >= (GMINDOWN + GCSTIME))) .* GSC; % cold start-up cost
        GEN_START_SHUT_COST = GEN_START_SHUT_COST + ((STATE_DIFF > 0) & (-X_PREV < (GMINDOWN + GCSTIME))) .* GSH; % hot start-up cost
        GEN_START_SHUT_COST = GEN_START_SHUT_COST + (STATE_DIFF < 0) .* GSDC; % shut down cost

        [GEN_PROD,PROD_COST]=edqp(CURRENT_STATE,COEF_A,COEF_B,COEF_C,DEMAND(hour),NG,GMAX',GMIN');
    end
    CS_rec(:,i)=CURRENT_STATE;
    GS_rec(:,i)=X;
    SSC_rec(:,i)=GEN_START_SHUT_COST;
    GP_rec(:,i)=GEN_PROD;
    GC_rec(:,i)=PROD_COST;
end %n_nest
fitness=sum(GC_rec)+sum(SSC_rec);
```

Coding fungsi “check_up_down_time”

```
function [X_CURR,SUCCESS] =
check_up_down_time(CURRENT_STATE,PREVIOUS_STATE,X_PREV,GMINUP,GMIN
DOWN,NG)
%% -----
-----
% Checks whether the transition from previous state to the current
state is feasible
% from the minimum up and down times point of view.
% OUTPUT:
% X_CURR [NG x 1] - vector of working hours for the new state
(NaN if transition is not possible)
% SUCCESS - indicator: 1 - transition is possible; 0 -
transition is not possible
%-----
-----
X_CURR = zeros(NG,1 );
SUCCESS = 1;
% for the current state of generators, first check if any
generator
% has been ON less than GMINUP or been OFF less than GMINDOWN
if all((X_PREV - GMINUP).*(PREVIOUS_STATE - CURRENT_STATE) >=0 &
(-X_PREV - GMINDOWN).*(CURRENT_STATE - PREVIOUS_STATE) >=0)
    for I=1:NG
        % current state is feasible regarding min up and down
times; now calculate X_CURR - working times for each unit
        if (X_PREV(I) >= 1) & (CURRENT_STATE(I) == 1)
            X_CURR(I) = X_PREV(I) + 1;
        elseif (X_PREV(I) <= -GMINDOWN(I)) & (CURRENT_STATE(I) ==
1)
            X_CURR(I) = 1;
        elseif (X_PREV(I) <= -1) & (CURRENT_STATE(I) == 0)
            X_CURR(I) = X_PREV(I) - 1;
        elseif (X_PREV(I) >= GMINUP(I)) & (CURRENT_STATE(I) == 0)
            X_CURR(I) = -1;
        end
    end
else
    % current state violates min
up and down times
    SUCCESS = 0;
    % set the indicator to zero
    (failed),
    X_CURR = ones(NG,1 )*NaN;
    % also set the working times
to NaNs
    return
    % and stop further working
time calculation
end
end
```

Coding fungsi “edqp”

```
function
[GENERATION, PROD_COST]=edqp(CS, COEF_A, COEF_B, COEF_C, demand, NG, ub, lb)
CURRENT_STATE=logical(CS);
Aeq = double(CURRENT_STATE. '); % sum of output of
committed generators
beq = demand; % must match demand
options = optimset('Display','Off'); % suppress displays of
linprog function
GENERATION = zeros(NG,1);
X0 = [];
H = 2*diag(COEF_C(CURRENT_STATE));
f = COEF_B(CURRENT_STATE);
Aeq = Aeq(:, CURRENT_STATE);
[GENERATION1, FVAL, EXITFLAG] =
quadprog(H, f, [], [], Aeq, beq, lb, ub, X0, options); % calculate the
optimal production for each generator
if EXITFLAG > 0
    GENERATION(CURRENT_STATE) = GENERATION1;
    PROD_COST = (COEF_A.*CURRENT_STATE) +
(COEF_B.*GENERATION.*CURRENT_STATE) +
(COEF_C.*GENERATION.^2.*CURRENT_STATE); % and calculate their
costs
else
    GENERATION = ones(NG,1)*NaN;
    PROD_COST = ones(NG,1)*Inf;
end
```

Coding fungsi “get_cuckoos”

```
function newnest=get_cuckoos(nest,best,Lb,Ub)
% Levy flights
n=size(nest,2);
% Levy exponent and coefficient
% For details, see equation (2.21), Page 16 (chapter 2) of the
book
% X. S. Yang, Nature-Inspired Metaheuristic Algorithms, 2nd
Edition, Luniver Press, (2010).
beta=3/2;
sigma=(gamma(1+beta)*sin(pi*beta/2)/(gamma((1+beta)/2)*beta*2^((beta-1)/2)))^(1/beta);

for j=1:n,
    s=nest(j);
    % This is a simple way of implementing Levy flights
    % For standard random walks, use step=1;
    %% Levy flights by Mantegna's algorithm
    u=randn(size(s))*sigma;
    v=randn(size(s));
    step=u./abs(v).^(1/beta);

    % In the next equation, the difference factor (s-best) means
    that
    % when the solution is the best solution, it remains
    unchanged.
    stepsize=0.01*step.*(s-best);
    % Here the factor 0.01 comes from the fact that L/100 should
    the typical
    % step size of walks/flights where L is the typical
    lenghtscale;
    % otherwise, Levy flights may become too aggresive/efficient,
    % which makes new solutions (even) jump out side of the design
    domain
    % (and thus wasting evaluations).
    % Now the actual random walks or flights
    s=s+stepsize.*randn(size(s));
    % Apply simple bounds/limits
    newnest(j)=simplebounds(s,Lb,Ub);
end
newnest=round(newnest);
```

Coding fungsi “empty_nest”

```
function new_nest=empty_nests(nest,Lb,Ub,pa)
% A fraction of worse nests are discovered with a probability pa
n=size(nest,2); %n_nest
% Discovered or not -- a status vector
K=rand(size(nest))>pa;

% In the real world, if a cuckoo's egg is very similar to a host's
eggs, then
% this cuckoo's egg is less likely to be discovered, thus the
fitness should
% be related to the difference in solutions. Therefore, it is a
good idea
% to do a random walk in a biased way with some random step sizes.
%% New solution by biased/selective random walks
stepsize=rand*(nest(randperm(n))-nest(randperm(n)));
new_nest=nest+stepsize.*K;
for j=1:size(new_nest,2)
    s=new_nest(j);
    new_nest(j)=simplebounds(s,Lb,Ub);
end
new_nest=round(new_nest);
```

Coding fungsi “simplebounds”

```
function s=simplebounds(s,Lb,Ub)
    % Apply the lower bound
    ns_tmp=s;
    I=ns_tmp<Lb;
    ns_tmp(I)=Lb(I);

    % Apply the upper bounds
    J=ns_tmp>Ub;
    ns_tmp(J)=Ub(J);
    % Update this new move
    s=ns_tmp;
```

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIOGRAFI PENULIS



Penulis dilahirkan pada 15 Desember 1992 di Martapura Kab. Banjar Prov. Kalimantan Selatan. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Sejak kecil penulis pindah kota mengikuti tempat kerja orang tua yaitu ke Pelayari Kab. Tanah Laut. Kedua orang tua penulis merupakan guru. Ibu penulis adalah guru agama untuk tingkat sekolah menengah pertama dan ayah penulis adalah guru bahasa inggris untuk tingkat sekolah menengah kejuruan.

Penulis telah menyelesaikan pendidikan RA Harapan Ibu Pelayari pada tahun 1999 dan SDN Angsau 4 Pelayari pada tahun 2005. Kemudian penulis melanjutkan pendidikan di kota kelahiran dan menyelesaikan pendidikan tingkat menengah pertama di SMPN 2 Martapura pada tahun 2008. Sembari menempuh pendidikan formal, penulis juga menimba ilmu di Pondok Pesantren Sullamul Ulum Desa Dalam Pagar Ulu Martapura pada sore hari untuk mendalami ilmu agama. Penulis melanjutkan pendidikan menengah atas di kota yang berbeda lagi yaitu di SMAN 1 Banjarbaru dan lulus pada tahun 2011. Sejak kecil penulis memiliki minat dibidang teknologi dan ilmu fisika. Pada saat menempuh pendidikan tingkat menengah atas penulis mengikuti beberapa perlombaan Olimpiade Sains Nasional (OSN) Fisika dan meraih beberapa prestasi antara lain Juara 1 OSN Fisika Tingkat Kota Banjarbaru Tahun 2010, Juara III OSN Fisika Tingkat Provinsi Kalimantan Selatan Tahun 2010 dan Juara 2 Olimpiade Fisika Kalimantan Physics Competition (KalPhyCo) 2010. Selain dibidang eksak penulis juga aktif mengikuti ekstrakurikuler teater, majalah dinding serta aktif menjadi Dewan Ambalan Pramuka SMAN 1 Banjarbaru.

Pendidikan perguruan tinggi ditempuh di D4 Program Studi Sistem Pembangkit Energi, Departemen Mekanika dan Energi, Politeknik Elektronika Negeri Surabaya dan selesai pada tahun 2015. Penulis aktif menjadi anggota

Himpunan Mahasiswa Energi. Selain itu penulis juga menghasilkan satu publikasi seminar nasional selama menempuh pendidikan sarjana.

Penulis kemudian melanjutkan pendidikan perguruan tinggi di kota yang sama pada Program Magister Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, masuk pada tahun ajaran 2015/2016 semester genap. Penulis berhasil menghasilkan satu publikasi seminar internasional. Pada masa S2 penulis juga aktif menjadi Staff Muda Departemen Infokom, Himpunan Mahasiswa Pascasarjana ITS Surabaya.

Selama menempuh pendidikan di Kota Surabaya penulis tinggal di Asrama Mahasiswa Kalimantan Selatan (AMKS) Hasanuddin HM Surabaya yang merupakan aset Pemerintah Provinsi Kalimantan Selatan. Penulis beberapa kali diberikan kepercayaan menjadi pengurus yaitu sebagai Bendahara pada tahun kepengurusan 2011, Koor. Kebersihan pada tahun kepengurusan 2013 dan 2014, dan Koor, Studi Tour pada tahun kepengurusan 2015.